

Untersuchung der Potentiale und Anforderungen an ein Wirkleistungsmanagement im Verteilnetz mit hohem Anteil von dezentralen Erzeugungsanlagen

Von der Fakultät für Maschinenbau, Elektro- und Energiesysteme der
Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus – Senftenberg zur Erlangung
des akademischen Grades eines Doktors der Ingenieurwissenschaften

genehmigte

Dissertation

vorgelegt von

Dipl.-Ing. (FH)

Daniel Engelbrecht

geboren am 22.09.1986 in Perleberg

Vorsitzender: Prof. Dr. rer. pol. Felix Müsgens

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz

Gutachter: Hon. Prof. Dr.-Ing. Johann Pohany

Tag der mündlichen Prüfung: 01.03.2017

Vorwort

Die vorliegende Dissertation entstand im Rahmen einer Industriepromotion an der Brandenburgischen-Technischen-Universität (BTU) Cottbus-Senftenberg in Kooperation mit der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH (MITNETZ Strom). Ohne die zahlreiche fachliche und persönliche Unterstützung, sowohl von den Kollegen der BTU vom Lehrstuhl Hochspannungstechnik und Energieverteilung, als auch aus dem Unternehmen, wäre diese Arbeit nicht möglich gewesen. Daher möchte ich hiermit allen beteiligten Unterstützern meinen Dank aussprechen.

Ein besonderer Dank geht an Prof. Dr.-Ing Harald Schwarz, Leiter des Lehrstuhls Energieverteilung und Hochspannungstechnik an der BTU-Cottbus Senftenberg, für die Übernahme der Betreuung der Promotion und die stetige Unterstützung. Weiterhin danke ich Dr.-Ing. Adolf Schweer, Geschäftsführer der MITNETZ Strom, für die Möglichkeit als Doktorand im Unternehmen tätig zu sein, sowie für die vielen konstruktiven Hinweise und Diskussionen.

Durch zeitweilige Mitarbeit am Lehrstuhl konnte ich einen Einblick in den Hochschulbetrieb werfen und an einigen interessanten Forschungsprojekten teilhaben. Daher danke ich auch den Mitarbeiter des Lehrstuhls Energieverteilung und Hochspannungstechnik für die interessanten Diskussionen und hilfreichen Hinweise. Ganz besonders möchte ich dabei Dr.-Ing. Klaus Pfeiffer für die persönlichen Fachgespräche und die vielen hilfreichen Anmerkungen besonders zum Ende der Arbeit danken

Durch die Industriepromotion konnte ich neben der wissenschaftlichen Bearbeitung am Lehrstuhl auch aktiv in den Projekten und Aktivitäten der MITNETZ Strom eingebunden werden. Hierbei erhielt ich durchgehend fachliche sowie persönliche Unterstützung von den Kollegen aus der Abteilung Assetmanagement Hochspannung. Mein besonderer Dank geht an Dr.-Ing. Jens Zeidler für die vielen Anregungen und fachlichen Diskussionen.

Als letztes möchte ich meinen Dank an die beiden Kollegen Dipl.-Ing. Wilma Becker und Dipl.-Ing. Ronald Halbauer richten, die mich während der gesamten Zeit und vor allem über die reguläre Arbeitszeit hinaus unterstützt haben. In vielen gemeinsamen Wochenenden standen mir diese beiden besonderen Personen beiseite und haben mich stetig motiviert.

Kurzfassung

In der vorliegenden Arbeit werden neue Potentiale und Anforderungen sowie neue Verfahren und Methoden zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen erarbeitet. Der Fokus wird dabei auf das Wirkleistungsmanagement im Verteilnetz gelegt. Aufgabe des Netzbetriebs in einem Energieversorgungssystem ist die Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit sowohl im Gesamtsystem als auch in lokal begrenzten Netzbereichen. Bei einer zunehmenden Durchdringung von Erneuerbaren Energien steigt der gegenseitige Einfluss mit den technischen Systemen und bestehenden sowie zukünftigen Märkten. Hierzu werden in dieser Arbeit konkrete Lösungsvorschläge zur Erfüllung dieser zum Teil neuen Aufgaben der Netzbetreiber entwickelt.

Unter Berücksichtigung der zu erwartenden Entwicklung der Erzeugungs-, Last- und Netzstruktur werden die zukünftigen Anforderungen für die Bereitstellung von Regelleistung aus dem Verteilnetz und dem lokalen und globalen Engpassmanagement erarbeitet sowie die sich dabei ergebenden gegenseitigen Problemstellungen aufgezeigt. Darauf aufbauend werden organisatorische und technische Lösungen entwickelt, welche eine sichere Bereitstellung von Regelleistung sowie eine Unterstützung durch den Verteilnetzbetreiber für ein systemdienliches Engpassmanagement des Übertragungsnetzbetreibers ermöglichen.

Anhand des in dieser Arbeit entwickelten 110-kV-Modellnetzes werden die ausgearbeiteten technischen Lösungen aufgezeigt und bewertet. Dabei zeigt sich, dass eine erweiterte Betriebsplanung in der Netzführung des Verteilnetzes notwendig wird. Mögliche Konflikte zwischen Regelleistungserbringung und dem Engpassmanagement können im Vorfeld durch eine Netzzustandsbewertung und Weitergabe von Informationen zu möglichen Einschränkungen gelöst werden. Weiterhin können Anforderungen des Übertragungsnetzbetreibers hinsichtlich einer Unterstützung zum Redispatch sowie systemdienliche Maßnahmen zum Engpassmanagement im Verteilnetz im Rahmen einer Vortagesplanung in die Gesamtprozesse der Systemführung und des Marktes integriert werden. Zur Realisierung der Prozesse und somit Erfüllung der neuen Anforderungen sind zum Teil technische Änderungen in den Systemen der Netzführung sowie organisatorische und rechtliche Anpassungen in der Handhabung des Engpassmanagements notwendig. Hierzu werden in der vorliegenden Arbeit konkrete Empfehlungen ausgesprochen.

Abstract

This thesis presents new potentials and requirements as well as procedures and methods for provision of ancillary services in an electrical system. The focus of the thesis is the Active-Power-Management in the distribution system. Task of electrical system operation in an energy system is the maintenance of network and system security both in overall system and in localized network areas. With increasing penetration of renewable energies, the mutual influence of technical systems and existing and future markets increases. In this thesis specific solutions are developed in order to fulfill these new tasks of network operators.

Taking into account the expected development of generation, load and network structure, the future requirements for the provision of control power from technical units in the distribution network and local and global congestions management will be developed. Furthermore the mutual problems are shown for these two ancillary services. Based on this, organizational and technical solutions are developed which enable a secure supply of control power and support from the distribution system operator for a congestion management of the transmission system.

Elaborated technical solutions are presented and evaluated using the 110-kV network model developed in this work. The results of the network simulation show that an extended operational planning is necessary in the operation of the distribution system. Possible conflicts between the provision of control power and the local congestions management can be solved in a forecast process with a network status evaluation and provision of information on possible network restrictions. Furthermore, requirements of the transmission system operator regarding a support of the Redispatch can be integrated into a forecast process of the system operation of the distribution system. Measures for the local congestions management in the distribution system can be implemented in a system-supporting way. For the realization of the process and to fulfill the new requirements, some technical changes are required in the network operation systems as well as organizational and legal adaptations for the application of the congestions management. In this regard, concrete recommendations are made in this thesis.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	V
Symbolverzeichnis	VII
Abbildungsverzeichnis	XI
Tabellenverzeichnis	XV
1 Einleitung.....	1
2 Grundlagen zum Wirkleistungsmanagement.....	5
2.1 Technische Rahmenbedingungen.....	5
2.1.1 Netzengpassmanagement.....	6
2.1.2 Regelleistungsbereitstellung zur Frequenzhaltung	11
2.2 Übersicht der Maßnahmen zur Wirkleistungsanpassung.....	18
3 Problem- und Anforderungsanalyse für das Wirkleistungsmanagement	23
3.1 Struktur der Problem- und Anforderungsanalyse.....	23
3.2 Aktuelle Entwicklungen im Elektroenergieversorgungssystem	25
3.2.1 Erzeugungsstruktur	25
3.2.2 Laststruktur	32
3.2.3 Netzstruktur.....	35
3.2.4 Zusammenfassung der zukünftigen Entwicklungen	38
3.3 Anforderungen an das zukünftige Netzengpassmanagement	40
3.3.1 Analyse Redispatchmaßnahmen.....	40
3.3.2 Analyse Notfallmaßnahmen.....	44
3.3.3 Bilanzieller Ausgleich von Wirkleistungsanpassungen.....	47
3.3.4 Analyse von Leistungsgradienten im Netzbetrieb	51
3.3.5 Ableitung der Anforderungen an das Engpassmanagement ...	56
3.4 Anforderungen an die zukünftige Regelleistungsbereitstellung	59
3.4.1 Zukünftiger Bedarf an Regelleistung.....	59
3.4.2 Regelleistungspotential aus Erneuerbaren Energien	61
3.4.3 Regelleistungsbereitstellung im Verteilnetz	65
3.4.4 Ableitung der Anforderungen zur Regelleistungserbringung ...	70
3.5 Interaktion und Einfluss von Markt und Netz	71
3.5.1 Direktvermarktung im aktuellen Marktdesign	71
3.5.2 Einfluss des Marktes auf das Netz.....	74
3.5.3 Anforderungen an die Interaktion Markt-Netz	77
4 Technische Lösungen für ein Wirkleistungsmanagement	81
4.1 Voraussetzungen für die technischen Lösungen	81
4.2 Technische Lösung zur Regelleistungserbringung im Verteilnetz.....	83
4.2.1 Prozess der dynamischen VNB-Freigabe	83
4.2.2 Umsetzungsaspekte der dynamischen VNB-Freigabe.....	86
4.3 Redispatchprozess im Verteilnetz	88
4.3.1 Beschreibung des Redispatchprozesses im Verteilnetz.....	88

4.3.2	Umsetzungsaspekte für einen Redispatchprozess	93
4.4	Vortagesplanungsprozess im Verteilnetz	96
4.5	Maßnahmen zur Beherrschung von hohen Leistungsgradienten.....	99
5	Modellentwicklung und Simulation	105
5.1	Beschreibung des Netzmodells	105
5.2	Beschreibung der Simulationsszenarien	108
5.3	Implementierung der Lösungen in das Simulationsmodell.....	113
6	Diskussion und Bewertung der Einzellösungen	115
6.1	Einführung der Bewertung der technischen Lösungen	115
6.2	Einzelbewertung der technischen Lösungen	118
6.2.1	Bewertung der Regelleistungsbereitstellung im Verteilnetz...	118
6.2.2	Bewertung Redispatchmaßnahmen im Verteilnetz	126
6.2.3	Bewertung der Maßnahmen zur Beherrschung von hohen Leistungsgradienten	133
6.3	Ableitung von Handlungsempfehlungen	137
6.3.1	Änderungen im Gesamtsystem.....	137
6.3.2	Umsetzung in den technischen Systemen	139
6.3.3	Grundsätzliches zur Umsetzung des Zielmodells	141
7	Zusammenfassung und Ausblick	145
8	Literaturverzeichnis.....	149
	Anhang A.....	157
	Anhang B.....	158
	Anhang C.....	159
	Anhang D.....	161
	Anhang E.....	163
	Anhang F	165
	Anhang G	171
	Anhang H.....	191

Symbolverzeichnis

Abkürzungen

50Hertz	50Hertz Transmission GmbH
ACE	Area Control Error
ANB	Anschlussnetzbetreiber
DAC-F	Day-Ahead Congestion Forecast
DV	Direktvermarkter
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operator for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EZA	Erzeugungsanlage
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
IDC-F	Intraday Congestion Forecast
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KWB	Kraftwerksbetreiber
KWEP	Kraftwerkseinsatzplanung
MOL	Merit-Order-Liste
MRL	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannung
neg.	negativ
NEP	Netzentwicklungsplan
NRV	Netzregelverbund
NS	Niederspannung
NSM	Netzsicherheitsmanagement
pos.	positiv
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
RD	Redispatch
reBAP	regelzonenübergreifender einheitlicher Ausgleichsenergiepreis
RLA	Regelleistungsanbieter
SDL	Systemdienstleistung
SDLWindV	Systemdienstleistungsverordnung für Windenergieanlagen

SRL	Sekundärregelleistung
ST	Starklast
SW	Schwachlast
TE	Technische Einheit
TSC	Transmission System Operator Security Cooperation
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
VKP	Verknüpfungspunkt
VNB	Verteilnetzbetreiber
WAPP	Week Ahead Planning Process
WEA	Windenergieanlage

Formelzeichen

Formelzeichen	Einheit	Bedeutung
Δ		Differenz
f	Hz	Frequenz
I	A	Strom
P	W	Wirkleistung
PTDF		Power Transfer Distribution Factor (Sensitivität)
Q	var	Blindleistung
S	VA	Scheinleistung
s		Standardabweichung
t	s	Zeit
U	V	Spannung
W	Wh	Arbeit

Indizes

0	Anfangswert
akt	aktueller Wert
AK	Ansprechwert Kurzschlussbedingungen
AL	Ansprechwert Lastbedingungen
AV	Ausfallvariante
EIN	Einspeisung
EZA	Erzeugungsanlage
Frei	Freigabewert
i	Laufvariable
inst	installiert
j	Laufvariable
kmin	minimaler Kurzschlusswert
Ltg	Leitung
max	Maximalwert
min	Minimalwert
MRL	Minutenreserveleistung
n	nominal
neg_max	maximaler Wert negativ
NSM	Netzsicherheitsmanagement
pos_max	maximaler Wert positiv
SRL	Sekundärregelleistung
Trafo	Transformator
VKP	Verknüpfungspunkt
zul	maximal zulässig

Begrifflichkeiten

Erzeugungseinheit (EZE)	eine einzelne Einheit zur Erzeugung elektrischer Energie
Erzeugungsanlage (EZA)	besteht aus einer oder mehreren Erzeugungseinheiten, die an einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt angeschlossen sind (einschließlich der zum Betrieb erforderlichen elektrischen Einrichtungen)
Erneuerbare Energien (EE)-Anlage	Erzeugungsanlage, welche aus Erzeugungseinheiten mit einem regenerativen Primärenergieträger besteht
Technische Einheit (TE)	zur Regelleistungserbringung einzeln regelbare Erzeugungsanlage oder elektrische Last
Kraftwerk	Erzeugungsanlage auf Basis eines konventionellen Kraftwerksprozesses

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht Wirkleistungsmanagement - Begriffe	5
Abbildung 2: Beispiel Frequenzabfall mit Aktivierung von positiver Regelleistung	11
Abbildung 3: Technisches Grundprinzip im Netzregelverbund	15
Abbildung 4: Übersicht Wirkleistungsanpassungen - aktuelles System	18
Abbildung 5: Zeitliche Übersicht der Prozesse zur Wirkleistungsanpassung	20
Abbildung 6: Struktur der Problem- und Anforderungsanalyse	23
Abbildung 7: Installierte Leistung EE nach VNB und Netzanschlussebene	26
Abbildung 8: Vergleich Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks	29
Abbildung 9: Redispatcharbeit pro Wirkleistungsrichtung und ÜNB 2014 und 2015	41
Abbildung 10: Beispiel Engpassmanagement und eingespeiste Wirkleistung	42
Abbildung 11: Abgeregelte Arbeit 50Hertz und regionaler VNB	45
Abbildung 12: Prinzipdarstellung des Ausgleichsenergiesystems	47
Abbildung 13: Beispiel Einfluss von Engpassmanagement auf die Systembilanz	49
Abbildung 14: Bestimmung von Leistungsgradienten	51
Abbildung 15: Häufigkeitsverteilung $\Delta P/P_{\max}$ einer ausgewählten 110-kV-Leitung	54
Abbildung 16: Übersicht Weiterentwicklung von Engpassmanagementmaßnahmen ..	59
Abbildung 17: Ganglinie Januar - März 2013 Einspeisung Wind, PV und Abruf SRL ..	62
Abbildung 18: Ganglinie Januar - März 2013 Einspeisung Wind, PV und Abruf MRL ..	63
Abbildung 19: Abhängigkeit der Erzeugungsleistung und MRL-Abruf 2013	64
Abbildung 20: Merit-Order der Erzeugungsleistung geordnet nach Grenzkosten	72
Abbildung 21: Einfluss eines Markteingriffs auf die aktive Blindleistungsbereitstellung	75
Abbildung 22: Übersicht der entwickelten technischen Lösungen	82
Abbildung 23: Prozess Regelleistungsbereitstellung und dynamische VNB-Freigabe .	84
Abbildung 24: Übersicht Prozessschritte Redispatch im Verteilnetz	89
Abbildung 25: Vorbereitungsprozess Redispatch im Verteilnetz	90
Abbildung 26: Umsetzungsprozess Redispatch im Verteilnetz	92
Abbildung 27: Beispiel Redispatch - Leistungsanpassung pro Sensitivität/Vergütung .	94
Abbildung 28: Gesamtprozess Vortagesplanung	97
Abbildung 29: Einordnung Grenzwerte für NSM	101
Abbildung 30: Monitoringprozess Überprüfung Leistungsgradienten	103
Abbildung 31: Knotenpunktmodell für die Nachbildung der 20-kV-MS-Ebene	106
Abbildung 32: Ausgewählter Netzausschnitt mit zu bewertenden Kenngrößen	116
Abbildung 33: Simulation Szenario SW-10 mit NSM	117
Abbildung 34: Simulation Szenario SW-10 mit NSM und Regelleistung	119

Abbildung 35: Vereinfachte Netzgrafik Regelleistungsbereitstellung	121
Abbildung 36: Gegenregeln des NSM-Systems bei negativer Regelleistung.....	123
Abbildung 37: Gegenregeln des NSM-Systems bei positiver Regelleistung	124
Abbildung 38: Redispatchpotential mit VNB-Einschränkung - Szenario SW10.....	127
Abbildung 39: Simulation SW-10 NSM und Redispatchabruf	129
Abbildung 40: Häufigkeitsverteilung der Leistungsgradienten SW-03 und SW-07	133
Abbildung 41: Simulation SW 10 NSM mit abgesenktem Schwellwert	135
Abbildung 42: Aktueller Redispatchprozess	157
Abbildung 43: Zielmodell Redispatchprozess mit Einbindung VNB	158
Abbildung 44: Verlauf der Ausschreibung PRL in Deutschland	159
Abbildung 45: Verlauf der Ausschreibung SRL in Deutschland	160
Abbildung 46: Verlauf der Ausschreibung MRL in Deutschland	160
Abbildung 47: Ausschnitt Netzmodell.....	162
Abbildung 48: Charakteristik Windenergie konstant	165
Abbildung 49: Charakteristik Windenergie ansteigend	166
Abbildung 50: Charakteristik Windenergie abfallend	166
Abbildung 51: Charakteristik Photovoltaik gleichmäßig	167
Abbildung 52: Charakteristik Photovoltaik wolzig	167
Abbildung 53: Charakteristik Last.....	168
Abbildung 54: Windenergie konstant und negative SRL.....	169
Abbildung 55: Windenergie ansteigend und negative SRL.....	169
Abbildung 56: Windenergie abfallend und negative SRL.....	170
Abbildung 57: Sonstige Einspeisung und negative SRL.....	170
Abbildung 58: Simulation SW-07 Grundszenario	171
Abbildung 59: Simulation SW-08 Grundszenario	172
Abbildung 60: Simulation SW-09 Grundszenario	173
Abbildung 61: Simulation SW-10 Grundszenario	174
Abbildung 62: Simulation SW-11 Grundszenario	175
Abbildung 63: Simulation SW-12 Grundszenario	176
Abbildung 64: Simulation SW-07 NSM-Szenario.....	177
Abbildung 65: Simulation SW-08 NSM-Szenario.....	178
Abbildung 66: Simulation SW-09 NSM-Szenario.....	179
Abbildung 67: Simulation SW-07 Szenario Regelleistung	181
Abbildung 68: Simulation SW-08 Szenario Regelleistung	182
Abbildung 69: Simulation SW-09 Szenario Regelleistung	183
Abbildung 70: Simulation SW-10 Szenario Regelleistung	184
Abbildung 71: Simulation SW-11 Szenario Regelleistung	185

Abbildung 72: Simulation SW-12 Szenario Regelleistung	186
Abbildung 73: Simulation SW-07 Szenario Redispatch 400 MW	187
Abbildung 74: Simulation SW-08 Szenario Redispatch 400 MW	188
Abbildung 75: Simulation SW-09 Szenario Redispatch 400 MW	189
Abbildung 76: Simulation SW-10 Szenario Redispatch 400 MW	190
Abbildung 77: Übersicht Problemstellung und technische Lösungen	191

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Regelleistungsarten.....	14
Tabelle 2: Bewertung der Erzeugungsstruktur für die Bereitstellung von SDL.....	31
Tabelle 3: Übersicht und Bewertung der Wichtigkeit der Entwicklungen	38
Tabelle 4: Prognostizierter Regelleistungsbedarf für 2030	60
Tabelle 5: Übersicht Problemstellung Regelleistungsbereitstellung im Verteilnetz	68
Tabelle 6: Charakteristik der zeitlich variierenden Lasten und EZA.....	109
Tabelle 7: Übersicht zu den Simulationsszenarien	111
Tabelle 8: Abruf am Verknüpfungspunkt und aktivierte Leistung im Netz	130
Tabelle 9: Netzstrukturparameter Netzmodell Teil 1	163
Tabelle 10: Netzstrukturparameter Netzmodell Teil 2.....	164

1 Einleitung

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland im Zuge der sogenannten Energiewende stellt das gesamte elektrische Energieversorgungssystem vor neue Herausforderungen. Während der Ausbau der regenerativen Erzeugung auf Basis der Primärenergieträger Wind und Sonne vor allem im Verteilnetz weiter voranschreitet, ist im Bereich der konventionellen Erzeugung aufgrund sich verändernden Marktbedingungen und politischen Entscheidungen mit einem Rückgang zu rechnen. Diese Entwicklungen haben auch Einfluss auf die unterschiedlichen, im elektrischen System notwendigen Systemdienstleistungen (SDL).

Während in der Vergangenheit SDL vor allem durch konventionelle Großkraftwerke im Übertragungsnetz zur Verfügung gestellt wurden, sind mit einem vermehrten Anteil von Erzeugungsleistung auf Basis regenerativer Energien perspektivisch auch neue Akteure für eine Bereitstellung von SDL technisch und wirtschaftlich im Gesamtsystem einzubinden. Mit einer Verlagerung der Erzeugungsleistung in das Verteilnetz resultieren auch spezifische Problemstellungen und Anforderungen hinsichtlich der Netzbetriebsführung bei Verteilnetzbetreiber (VNB) und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sowie in der Kooperation zwischen Netzbetreibern.

Der Fokus der vorliegenden Arbeit liegt auf dem Wirkleistungsmanagements und den damit eingeschlossenen SDL Frequenzhaltung und Engpassmanagement. Im Rahmen der Frequenzhaltung wird mithilfe der Regelleistungsbereitstellung ein ständiges Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch im gesamten Verbundsystem sichergestellt. Global vorherrschende Frequenzabweichungen, welche z.B. durch Kraftwerksausfälle, Prognosefehler oder marktbedingte Wirkleistungsänderungen auftreten, werden durch die lokale, zum Teil automatische Aktivierung von Regelleistung ausgeglichen. Wirkleistungsanpassungen im Rahmen der Aktivierung von Regelleistung werden global durch den ÜNB getriggert und durch die Vermarkter umgesetzt. Während dabei die Aktivierung der Regelleistung zur Frequenzhaltung in sehr kurzen Zeiträumen von einigen Sekunden bis Minuten durchzuführen ist, muss die Regelleistungsvorhaltung einzelner Anlagen im Vorfeld in festgelegten Zeiträumen von mehreren Stunden eingeplant und sichergestellt werden.

Weiterhin ist es erforderlich, Wirkleistungsanpassungen aufgrund von lokal oder global auftretenden Netzengpässen im Übertragungs- oder Verteilnetz durchzuführen. Somit können bereits heute insbesondere bei Erzeugungsüberschüssen in Nord- und Ost-

deutschland Situationen auftreten, in denen sowohl die erzeugte Energie nicht mehr lokal verbraucht werden kann, als auch ein Abtransport der Energie aufgrund einer begrenzten Netzkapazität im Hochspannungs- oder Höchstspannungsnetz nicht mehr möglich ist. Engpassmanagementmaßnahmen im Übertragungsnetz werden derzeit im Rahmen von sogenannten Redispatchmaßnahmen überwiegend mit konventionellen Kraftwerken am Vortag geplant und am Folgetag umgesetzt. Im Gegensatz dazu werden Engpässe im Verteilnetz und insbesondere in der 110-kV-Netzebene im Zuge der Anwendung eines kurzfristigen Einspeisemanagements beseitigt. Die Dynamik der Wirkleistungsänderung ist dabei eine entscheidende Komponente für eine sichere operative Erkennung von Netzengpässen und Ergreifung von Gegenmaßnahmen.

Für beide in der Arbeit betrachteten SDL Frequenzhaltung und Engpassmanagement wird eine Anpassung der Wirkleistung von Erzeugungsanlagen (EZA), elektrischen Lasten oder anderen aktiven Elementen notwendig. Die Ursachen und Führungsgrößen sowie die bestehenden organisatorischen Prozesse für die SDL sind allerdings grundverschieden und auch in Abhängigkeit von Ort und Zeit unterschiedlich anzuwenden.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist eine Beschreibung und Bewertung von technischen Anforderungen und Lösungen für ein Wirkleistungsmanagement bei einem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien im Verteilnetz und einer daraus abgeleiteten verstärkten Einbindung des VNB in die Netz- und Systemsicherheit des Gesamtsystems. Dabei lassen sich prinzipiell zwei wesentliche Einzelfragen formulieren:

1. Welche zukünftigen Anforderungen und Problemstellungen ergeben sich an die Bereitstellung von Regelleistung sowie für das Netzengpassmanagement im Netzbetrieb des Verteil- und Übertragungsnetzes?
2. Mit welchen Methoden und Prozessen können diese Anforderungen an das Wirkleistungsmanagement erfüllt und die identifizierten Problemstellungen im Netzbetrieb gelöst werden?

Entscheidend für eine umfassende Untersuchung der Wirkleistungsregelung angesichts unterschiedlicher Ursachen ist auch die Analyse der Zusammenhänge und Abhängigkeiten zwischen Regelleistung und Engpassmanagement. Der Fokus liegt auf dem Netzbetrieb des Verteilnetzes, da hier die größten Einflüsse der aufgezeigten Entwicklungen und somit der umfangreichste Handlungsbedarf zur Weiterentwicklung der Systeme erwartet werden.

Im Abschnitt 2 werden zunächst die theoretischen Grundlagen und Abhängigkeiten sowie die unterschiedlichen Prozesse bei der Regelleistungsbereitstellung und dem Engpassmanagement in der aktuellen Vorgehensweise dargestellt. Abschnitt 3 geht dann intensiv auf die neuen Anforderungen ein und identifiziert mögliche Konfliktfälle. Entscheidend ist dabei auch eine Betrachtung über den reinen technischen Netzbetrieb hinaus hin zu den heutigen und zukünftigen Einflüssen des Marktes auf die Wirkleistungssteuerung des Netzes. Abschnitt 4 beinhaltet die Darstellung von Einzellösungen und -prozessen sowie die Herangehensweise an die einzelnen Prozessschritte. Mit dem im Abschnitt 5 entwickelten Netz- und Simulationsmodell werden abschließend im Abschnitt 6 die technischen Aspekte bei der Umsetzung der Einzellösungen bewertet. Die Arbeit schließt mit einer Zusammenfassung und Ableitung von Handlungsempfehlungen für eine Umsetzung ab.

2 Grundlagen zum Wirkleistungsmanagement

2.1 Technische Rahmenbedingungen

Als Wirkleistungsmanagement wird nachfolgend jede Beeinflussung bzw. gezielte Veränderung der elektrischen Wirkleistung von Erzeugungsanlagen (EZA), elektrischen Verbrauchern oder anderen aktiven Elementen im Netz bezeichnet. Neben der Anwendung des Wirkleistungsmanagements im Rahmen der Systemdienstleistungen (SDL) Frequenzhaltung und Engpassmanagement werden Wirkleistungsregelungen von verschiedenen Akteuren auch hinsichtlich einer wirtschaftlichen Optimierung oder betrieblichen Steuerung durchgeführt.

Abbildung 1 zeigt eine Zuordnung der verschiedenen Begrifflichkeiten und unterschiedlichen Maßnahmen zur inhaltlichen Abgrenzung sowie die Abhängigkeiten der hier gewählten Einteilung. Eine konkrete Wirkleistungsanpassung kann dabei sowohl von ÜNB, VNB, Anlagenbetreiber oder Vermarkter bzw. Händler veranlasst werden. Im Rahmen der Begriffsdefinition findet keine konkrete Zuordnung der unterschiedlichen Rollen statt.

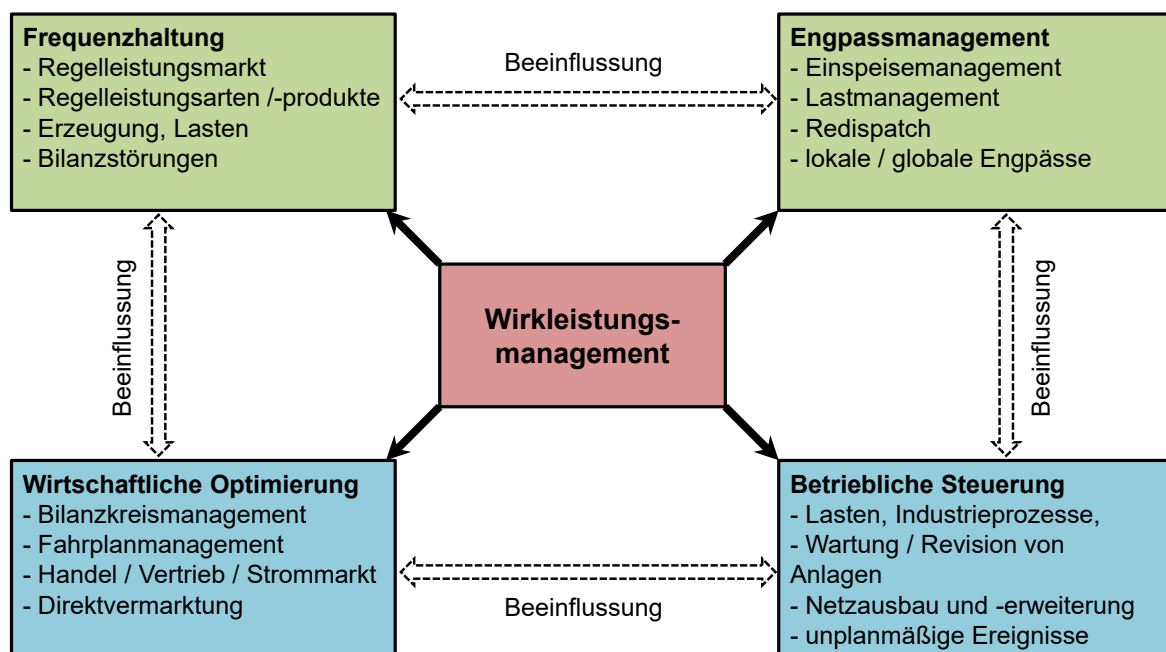


Abbildung 1: Übersicht Wirkleistungsmanagement - Begriffe

Nachfolgend wird der Fokus auf die technischen und organisatorischen Grundlagen der SDL Frequenzhaltung und Engpassmanagement aus Sicht der Netzbetreiber und deren

aktiven Einflussmöglichkeiten gelegt (grün). Die betriebliche Steuerung und die wirtschaftlichen Optimierung (blau) sind weitere externe Einflussfaktoren, welche bei der Bereitstellung der SDL im Verteilnetz beachtet werden müssen, aber nicht direkt der Frequenzhaltung oder dem Engpassmanagement zugeordnet werden können.

2.1.1 Netzengpassmanagement

Eine grundlegende Aufgabe eines Netzbetreibers ist die Aufrechterhaltung einer sicheren Energieversorgung und damit verbunden die Gewährleistung der Netzsicherheit (gemäß §12 und §14 EnWG [1]). Ein Netzengpass im technischen Sinne beschreibt einen auf ein jeweiliges, elektrisches Betriebsmittel bezogenen Zustand, in dem die betrieblich definierten Strom- oder Spannungsgrenzen nicht eingehalten bzw. verletzt werden. Ein Engpass kann dabei messtechnisch oder rechnerisch, z.B. mit Berücksichtigung des (n-1)-Zustandes ermittelt werden. Die Beherrschung eines temporären Netzengpasses lässt sich über einen Eingriff in die lokale Erzeugung durch das Einspeisemanagement bzw. eine Nutzung von flexiblen Verbrauchern im Rahmen eines Lastmanagements erreichen. Ziel dabei ist Strom und Spannung so zu beeinflussen, dass der Engpass beseitigt wird. Engpässe werden nachfolgend in lokale und globale Engpässe eingeteilt. Lokale Engpässe werden als Engpässe im Verteilnetz definiert, während globale Engpässe Situationen im Übertragungsnetz beschreiben. Zur Beherrschung dieser Situationen sind Maßnahmen zur Gewährleistung der Netzsicherheit notwendig. Im Gegensatz dazu stehen die Aufgaben zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit bzw. Systembilanz, welche im Rahmen der Frequenzhaltung angewendet werden (vgl. Abschnitt 2.1.2). Nachfolgend werden die lokalen und globalen Engpässe hinsichtlich Ursache, technischer Zusammenhänge und aktueller Maßnahmen erläutert.

Bei **lokalen Engpässen** liegt der Fokus auf die Grenzwertverletzung von Betriebsmitteln im Verteilnetz. Hierbei sind neben der thermischen Belastung der jeweiligen Betriebsmittel auch die Einhaltung der Spannungsgrenzen und die Berücksichtigung der Schutzkriterien zu beachten. Bei der thermischen Belastung von Freileitungen ist vor allem der maximale Durchhang von entscheidender Bedeutung. Die Bewertung anderer Betriebsmittel wie Kabel, Transformatoren, Durchführungen oder weiterer primärtechnischer Anlagenteile hinsichtlich maximaler Strombelastbarkeit hängt vor allem mit der thermischen Belastung des Leiters und der Isoliermaterialien selbst sowie anderer Komponenten zusammen. Eine bewusste geringe thermische Überlastung von Betriebsmitteln ist zwar möglich, senkt aber in der Regel die Lebensdauer und macht die Betriebsmittel anfälliger für Störungen und Ausfälle.

Als **globale Engpässe** werden in dieser Arbeit nachfolgend Grenzwertverletzungen von Betriebsmitteln im Übertragungsnetz definiert. Dabei treten Auswirkungen auf gesamte Netzbereiche oder das gesamte Verbundsystem in der Übertragungsnetzebene auf. Auch hier ist die Beherrschung der maximalen thermischen Belastbarkeit der Betriebsmittel analog zu lokalen Engpässen von entscheidender Bedeutung. Der Unterschied im Vergleich zu lokalen Engpässen liegt vor allem in den Ursachen und den durchzuführenden Maßnahmen zur Lösung. Globale Engpässe können sowohl bei Überlastung einzelner Leitungen innerhalb einer Regelzone, als auch bei regelzonenübergreifende Überlastungen der Kuppelstellen identifiziert werden.

Ursachen für Engpasssituationen

Die Ursachen lokaler als auch globaler, strombedingter Engpässe liegen in der jeweiligen hohen Belastungssituation des Netzes. Die Belastungssituation kann sowohl aus einer Situation mit hoher Einspeisung als auch aus einer Situation zu hoher Last heraus resultieren. Die grundsätzlichen Ursachen bei einspeisegeprägten Situationen liegen im Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) und einem verzögerten Ausbau der Netze, sowohl im Bereich der Verteilnetze als auch in den Übertragungsnetzen [2]. Aufgrund der Verpflichtung des Netzbetreibers zum Anschluss von regenerativen EZA gemäß EEG [3] haben die Netzbetreiber nur begrenzte Möglichkeiten, das Netz zum Zeitpunkt des Anschlusses den aktuellen Erfordernissen anzupassen. Dies betrifft vor allem die Netzebenen der Hochspannung (HS) und Höchstspannung (HöS). Daher ergibt sich häufig die Notwendigkeit, insbesondere in einspeisegeprägten Netzsituationen die Netzsicherheit durch Systeme und Maßnahmen zur Wirkleistungsanpassung zu gewährleisten. Weitere Ursachen von strombedingten Netzengpässen liegen in konkreten netzbetrieblichen Situationen und dem Umgang mit geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten von Netzkomponenten.

Neben den bereits benannten Ursachen besteht bei globalen Engpässen zusätzlich ein großer Einfluss von bestehenden Marktprozessen. Durch einen diskriminierungsfreien und zum Teil internationalen Markt entscheiden Preis und Nachfrage über den Einsatz von Kraftwerken. In der Folge kann es zu Situationen kommen, in denen günstige Kraftwerke weit entfernte Lastzentren versorgen, was zu stark überregionalen Lastflüssen führt. Der Stromhandel in der einheitlichen Preiszone zwischen Deutschland und Österreich geht vereinfacht von einer engpassfreien Übertragung der elektrischen Energie aus. Das Übertragungsnetz ist jedoch in bestimmten Situationen für diese Anforderung strukturell nicht dimensioniert, sodass Engpässe auftreten und die Übertragung der gehandelten Energie nicht immer gewährleistet werden kann. Durch die Einschränkung des

Lastflusses im Übertragungsnetz können auch sogenannte „Loop Flows“¹ über gesamte Netzbereiche anderer ÜNB auftreten. Getrieben durch die Ausweitung des europäischen Stromhandels und des Ausbaus der EE werden die Übertragungsnetze sukzessiv den neuen Anforderungen durch Netzausbau angepasst [2].

Maßnahmen zur Gewährleistung der Netzsicherheit

Gemäß §13(1) EnWG [1] sind zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit zunächst alle netz- und marktbezogenen Maßnahmen durchzuführen. Als **netzbezogene Maßnahmen** werden alle Maßnahmen definiert, welche der Netzbetreiber eigenständig im Rahmen der Netzführung zur Optimierung des Netzbetriebs durchführt. Ein klassisches Beispiel dafür sind gezielte Schaltmaßnahmen im Netz. Durch Umschaltungen von Leitungen oder Transformatoren können Lastflüsse beeinflusst werden und somit stark belastete Betriebsmittel oder gesamte Netzabschnitte entlastet werden. Dabei hat insbesondere der VNB in bestimmten Netzen auch die Möglichkeit, durch Schaltmaßnahmen Netzgruppen voneinander galvanisch zu trennen oder zusammenzuschalten. Zu den netzbezogenen Maßnahmen zählt auch das Schalten und Regeln von aktiven Elementen wie Transformatorstufenschalter, Kompensationseinrichtungen und aktiv lastflussssteuernde Komponenten (FACTS²).

Unter **marktbezogene Maßnahmen** zählen alle Maßnahmen, die aus einer Interaktion des Netzbetreibers mit Teilnehmern des Marktes resultieren. Um leitungsgebundene Netzengpässe im Übertragungsnetz zu beherrschen, werden im Rahmen von marktbezogenen Maßnahmen nach §13(1) EnWG [1] Redispatch und Countertrading angewendet. Für **Redispatchmaßnahmen** werden die geplanten Einsatzpläne (Dispatch) von EZA (konventionelle Kraftwerke >10 MW) gezielt angepasst, sodass eine geänderte Wirkleistung an diesen Anlagen resultiert, welche einen geänderten Lastfluss zur Folge hat [1] [4]. Dabei werden prinzipiell Kraftwerke vor dem Engpass in der Leistung reduziert und hinter dem Engpass zum gleichen Zeitpunkt erhöht. Dieses Vorgehen gewährleistet eine ausgeglichene Systembilanz und verhindert, dass aufgrund der Wirkleistungsänderung Regelleistung im Rahmen der Frequenzhaltung aktiviert werden muss [5] [6]. Zur Umsetzung der Redispatchmaßnahme übermittelt der Kraftwerksbetreiber am Vortag zunächst die freien Leistungsscheiben des jeweiligen Kraftwerksblocks an den ÜNB, welche nicht bereits durch die Regelleistungsvermarktung verplant oder durch technische Restriktionen

¹ Als „Loop Flows“ werden Leistungsflüssen in der Übertragungsnetzebene bezeichnet, welche sich über weit entfernte Schleifen des Übertragungsnetzes zum Lastschwerpunkt bilden, da eine direktere Verbindung eine begrenzte Übertragungskapazität besitzt.

² FACTS – Flexible AC Transmission System

(z.B. maximale Leistung, minimale Leistung - „must-run“) belegt sind. Der ÜNB ermittelt anhand dieser gemeldeten Redispatchpotentiale unter Berücksichtigung weiterer Einflussfaktoren wie Wetterprognosen, Ergebnisse aus dem Strommarkt und Lastprognosen, den Belastungszustand des Übertragungsnetzes. Im Rahmen einer internationalen Kooperation der ÜNB werden Netzberechnungen durchgeführt und leitungsgebundene Engpässe identifiziert. Daraufhin werden Maßnahmen zur Engpassentlastung geplant und unter den ÜNB koordiniert. Hierzu werden die gemeldeten freien Leistungsscheiben der Kraftwerksblöcke gemäß ihrer Wirksamkeit auf den Engpass und der Kosten der Anpassungsmaßnahme für die jeweilige Redispatchmaßnahme eingeplant. Bereits vermarktete Leistungsscheiben für Regelleistung bleiben erhalten, sodass die Unterstützung im Rahmen der Frequenzhaltung durch das jeweilige Kraftwerk weiter gewährleistet ist. Die zu ändernden Einsatzpläne für den jeweiligen Kraftwerksblock werden dem Vermarkter bzw. Kraftwerksbetreiber zurückgemeldet. Diese sind dann verpflichtet die Einsatzplanänderung in die Fahrweise der Kraftwerke einzuplanen. Bei erfolgter Umsetzung aller Einsatzplanänderungen resultiert dann ein geänderter Leistungsfluss im Übertragungsnetz bei einer gleichzeitig ausgeglichenen Gesamtbilanz. Redispatchmaßnahmen sind somit planbare Maßnahmen in denen keine aktive Steuerung durch den ÜNB stattfindet, sondern die Anpassung des Fahrplans durch den Vermarkter eingeplant wird. Kurzfristig auftretende Engpässe können somit durch Redispatchmaßnahmen nicht durchgeführt werden. Der Prozessablauf des aktuell bestehenden Redispatchprozesses für den Vortag ist im Anhang A (Abbildung 42) dargestellt.

Eine weitere marktbezogene Maßnahme zur Engpassbewirtschaftung ist das **Countertrading**. Hierbei werden durch den ÜNB regelzonenübergreifende Handelsgeschäfte durchgeführt mit dem Ziel, einen entsprechenden Engpass an der Grenze der Regelzone zu entlasten. Dabei werden durch den Netzbetreiber am Intraday-Markt Strommengen in einer Regelzone gekauft und in einer anderen Regelzone wieder verkauft, wodurch geänderte Einsatzpläne der am Handelsgeschäft teilnehmenden Kraftwerke und Abnehmer resultieren. Die Folge ist ein veränderter Lastfluss zwischen den Regelzonen und somit eine Entlastung des betroffenen Engpasses [5].

Kann die Netz- und Systemsicherheit mit den vorstehend beschriebenen Maßnahmen nach §13(1) EnWG nicht gewährleistet werden, hat der ÜNB die Möglichkeit, nach §13(2) EnWG die Wirkleistung von EZA und Lasten im Übertragungsnetz im Rahmen von sogenannten „**Notfallmaßnahmen**“ direkt anzupassen [1] [5]. Bei der Anwendung von Notfallmaßnahmen können auch Wirkleistungspotentiale in nachgelagerten Netzebenen ge-

nutzt werden. Eine Umsetzung erfolgt über die automatischen Systeme im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements (NSM) des VNB [1] [7].

Das NSM des VNB dient somit der Unterstützung des ÜNB zur Beherrschung von globalen Engpässen im Übertragungsnetz als auch der Gewährleistung der lokalen Netzsicherheit. Die rechtliche Basis für die Wirkleistungsanpassung im Verteilnetz bildet die Anwendung von §13(2) EnWG [1] und §14 EEG [3], sobald die Wirkleistungsanpassung im Rahmen des **Einspeisemanagements** für EE-Anlagen durchgeführt wird. Hierzu werden im HS-Netz des VNB automatische Funktionalitäten im Netzleitsystem für eine zum Teil präventive Reduzierung der Erzeugungsleistung angewendet. Im NSM-System wird für im Vorfeld identifizierte engpassbehaftete Betriebsmittel (Engpasselemente) die aktuelle Strombelastung erfasst. In einem vorbeugenden NSM wird unter Berücksichtigung des aktuellen Schaltzustandes im Netz und einer (n-1)-Ausfallbetrachtung die Strombelastbarkeit für diesen Fall rechnerisch ermittelt. Überschreitet die berechnete Strombelastbarkeit den Grenzwert des untersuchten Betriebsmittels, wird entsprechend einer Rangfolge der EZA nach Primärenergieträger und Wirksamkeit (Sensitivität) auf den Engpass, automatisch die zu reduzierende Leistung pro EZA bestimmt [8]. Im Anschluss erhalten die jeweiligen EZA durch das Netzleitsystem das notwendige Signal zur Reduzierung der Leistung. Die Netzbetreiber sind nach §8 und §14 EEG [3] verpflichtet die größtmögliche Menge an Energie aus regenerativen Quellen aufzunehmen. Daher gewährleistet die Berücksichtigung der Sensitivität, dass immer die Anlagen mit der größten elektrischen Wirkung auf den Engpass für eine Maßnahme eingesetzt werden und somit so viel regenerativer Strom wie möglich in das Netz eingespeist werden kann. Da insbesondere in vermaschten Netzen der Stromfluss sich entsprechend den Impedanzverhältnissen auf die Netzabschnitte bzw. Leitungen aufteilt, beträgt die Wirkleistungsänderung an einer EZA immer nur einem Anteil an der Wirkleistungsänderung des engpassbehafteten Elements. Eine zyklische (n-1)-Ausfallberechnung sichert, dass sowohl Verfügbarkeiten des Netzes oder der EZA als auch aktuelle Wetter- und somit Leistungsänderungen berücksichtigt werden.

Die **Kaskade** ist ein organisatorisches Element bei der Gewährleistung der Netzsicherheit. Hierbei können Wirkleistungspotentiale in nachgelagerten Netzebenen für Engpassmanagementmaßnahmen genutzt werden. Dies betrifft sowohl die Unterstützung des ÜNB durch den VNB bei globalen Engpässen, als auch nachgelagerte VNB untereinander für lokale Engpässe [7]. Die zu ergreifenden Maßnahmen und Anpassungen von Erzeugungsleistung werden entsprechend koordiniert, sodass auch zeitliche Überlagerungen von Maßnahmen ausreichend berücksichtigt werden können.

Zur Gewährleistung der Netzsicherheit und zur Beherrschung von Engpässen existieren somit bereits umfangreiche und technisch ausgereifte sowie rechtlich verankerte Maßnahmen und Funktionalitäten. Dabei zeigt sich bereits das Erfordernis der koordinierten Zusammenarbeit zwischen VNB und ÜNB.

2.1.2 Regelleistungsbereitstellung zur Frequenzhaltung

Das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch in einem Energieversorgungssystem muss zu jedem Zeitpunkt sichergestellt werden. Da Energie in einem Elektroenergieversorgungssystem nur begrenzt speicherbar ist, kann immer nur soviel elektrische Energie erzeugt werden, wie gerade im Moment verbraucht wird. Die Frequenz im Gesamtsystem ist ein Parameter für das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch. Ein Erzeugungsüberschuss ist anhand einer Erhöhung der Netzfrequenz erkennbar. Ein Erzeugungsmangel bewirkt eine Reduzierung der Frequenz. Ziel der Frequenzhaltung ist die Einhaltung der Sollfrequenz von 50 Hz im europäischen Verbundsystem. Hierzu wird Wirkleistung im System in Form von Regelleistung aktiviert. Positive Regelleistung wird dabei abgerufen um einer Frequenzabsenkung entgegenzuwirken. Der Abruf negativer Regelleistung wirkt einer Frequenzerhöhung entgegen. Zur Sicherstellung der Frequenzstabilität des Systems stehen drei Regelleistungsarten zur Verfügung, welche im Folgenden genauer beschrieben werden. Das zeitliche Zusammenwirken der Regelleistungsarten ist in Abbildung 2 dargestellt.

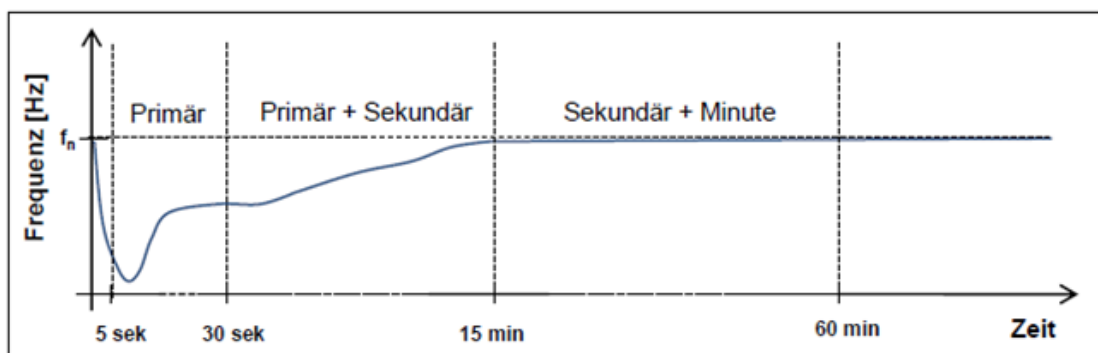


Abbildung 2: Beispiel Frequenzabfall mit Aktivierung von positiver Regelleistung [9]

Primärregelleistung (PRL)

Die Primärregelleistung (PRL) dient allgemein der Stabilisierung der Frequenz nach einer Wirkleistungsänderung. Die PRL wirkt einer Änderung des Sollwertes sofort entgegen, sodass die weitere Änderung der Frequenz aufgehalten werden kann. Die Primärregelung ist als dezentrale automatische Frequenzregelung in den jeweiligen Technischen Einheiten (TE) implementiert. Bei der Erteilung eines Zuschlags zur Vorhaltung und symmetri-

schen Bereitstellung von PRL wird der dezentrale Frequenzregler für den Zeitraum der Vorhaltung aktiviert. Die PRL wird für das gesamte europäische Verbundnetz gleichmäßig bereitgestellt und ist für eine maximale Wirkleistungsänderung von 3.000 MW dimensioniert, was dem gleichzeitigen Auftreten von zwei Referenzereignissen entspricht. Ein Referenzereignis ist definiert als Ausfall eines großen konventionellen Kraftwerksblockes von 1.500 MW [10]. Die auszuschreibende Höhe der Primärregelleistung in Deutschland orientiert sich an dem Anteil des angeschlossenen Kraftwerksparks und beträgt derzeit ± 793 MW [11]. Da sich die Leistungsgröße konventioneller Kraftwerke in Europa voraussichtlich nicht ändern wird, ist davon auszugehen, dass auch der zukünftige Bedarf an PRL im Gesamtsystem bei ± 3.000 MW liegen wird.

Sekundärregelleistung (SRL)

Die Primärregelung ist immer mit einer bleibenden Regelabweichung verbunden (vgl. Abbildung 2). Um die Frequenz wieder auf den Sollwert von 50 Hz zurückzuführen, wird die PRL zeitlich durch die Sekundärregelleistung (SRL) abgelöst. Die Bereitstellung der SRL erfolgt in der Regelzone, in der die Ursache für die Frequenzänderung identifiziert worden ist. Die SRL wird durch einen zentralen Leistungs-Frequenz-Regler aktiviert, der sich in jeder Regelzone eines ÜNB befindet. Die SRL kann sowohl in positiver als auch in negativer Richtung separat vorgehalten und bereitgestellt werden. Die Ausschreibung erfolgt somit in unterschiedliche Produkte je Leistungsrichtung.

Minutenreserve (MRL)

Die Minutenreserveleistung (MRL), auch Tertiärregelleistung genannt, löst 15 Minuten nach der Frequenzänderung die SRL ab und dient ebenfalls der Rückführung der Frequenz auf den Sollwert von 50 Hz. Weiterhin werden durch den Abruf der Minutenreserve Regelzonenungleichgewichte zwischen den verschiedenen Regelzonen ausgeglichen. Analog zur SRL kann die MRL getrennt in positiver und negativer Leistungsrichtung ausgeschrieben und abgerufen werden.

Die ÜNB verwenden für die Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs für SRL und MRL das Verfahren nach Graf/Haubrich [12], in dem mit Hilfe einer faltungsbasierten Wahrscheinlichkeitsbetrachtung sowohl der Gesamtbedarf, als auch der Einzelbedarf der SRL und MRL bestimmt wird. Die Eingangsgrößen ermitteln sich sowohl aus statischen Analysen und Häufigkeitsverteilungen als auch aus Erfahrungswerten der ÜNB. Der Bedarf an SRL und MRL wird derzeit vierteljährig für den gesamten Netzregelverbund (NRV) neu bestimmt. Eine Überprüfung der Eingangsgrößen des wahrscheinlichkeitbasierten Verfahrens wird alle 2 Jahre durchgeführt.

Der Bedarf der Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL) wird durch fünf wesentliche Einflussfaktoren bestimmt [12] [13]:

- Stochastisches Lastverhalten
- Prognosefehler dargebotsabhängiger Erzeugung
- Kraftwerksausfälle
- Fahrplansprünge
- Stundensprünge

In der folgenden Tabelle 1 werden die wesentlichen technischen Bedingungen sowie die Marktanforderungen an die drei Regelleistungsarten zusammengefasst:

	Primärregelleistung PRL	Sekundärregelleistung SRL	Minutenreserveleistung MRL
Technische Anforderungen			
Aktivierungszeit	<30s	<5min	<15 min
Max. Abrufzeit	15 min		>60 min
Mindestleistung	± 1 MW	+/- 5 MW	+/- 5 MW
Wirkleistungsrichtung	positiv und negativ (symmetrisch)	positiv und/oder negativ	positiv und/oder negativ
System	ENTSO-E ³ Netzverbund	Regelzone	Regelzone
Funktion	Stabilisierung der Fre- quenzänderung	Rückführung der Frequenz auf Sollwert Ausgleich von Leistungsun- gleichgewichten	Ablösung SRL Rückführung auf Sollfre- quenz Ausgleich von Leistungsun- gleichgewichten
Aktivierung	Automatischer Fre- quenzregler in der EZA	Zentrale (automatische) Aktivierung durch ÜNB	Zentrale (manuelle) Aktivie- rung durch ÜNB
Kapazität	3.000 MW D ±793 MW (2016)	+ 1.937 MW - 1.904 MW D Q2/2016	+ 2.779 MW - 2.006 MW D Q2/2016
Pooling ⁴	Ja	Ja	Ja
Marktanforderungen			
Ausschreibungs- zeitraum	wöchentlich	wöchentlich	Täglich
Gebotsabgabe	Di 15:00 Uhr	Mi 15:00 Uhr	Mo-Fr 10:00 Uhr
Produkte	1	2 (HT,NT) ⁵ je Richtung	6x4h je Richtung
Vergütung	Leistung	Leistung + Arbeit	Leistung + Arbeit
Preisbildung	Pay-as-bid ⁶ MOL ⁷ Leistungspreis	Pay-as-bid MOL Leistungspreis (Zu- schlag) MOL Arbeitspreis (Abruf)	Pay-as-bid MOL Leistungspreis (Zu- schlag) MOL Arbeitspreis (Abruf)
Anzahl Anbieter (05/2016)	23	35	47

Tabelle 1: Regelleistungsarten (auf Basis von [10] [11] [14])

³ ENTSO-E – European Network of Transmission System Operator for Electricity – Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber

⁴ Unter Pooling wird die Möglichkeit einer Zusammenfassung von einzelnen technischen Einheiten zur Vermarktung eines einzelnen Angebots definiert.

⁵ HT - Hochtarif (8:00 – 20:00 Uhr); NT - Niedertarif (20:00 – 6:00 Uhr)

⁶ Pay-as-bid - Vergütung des Angebots mit dem Angebotspreis

⁷ MOL - Merit-Order-Liste - Liste aller Angebote aufsteigend nach Preis

Die vier deutschen ÜNB sind im **Netzregelverbund** (NRV) organisiert. Der NRV dient der Optimierung des Regelenergieeinsatzes und der Regelleistungsvorhaltung unter Berücksichtigung der bestehenden Struktur der Regelzonen und der Übertragungskapazität zwischen diesen Regelzonen [15]. Im Rahmen des NRV werden die SRL und MRL der vier Regelzonen gemeinsam dimensioniert, beschafft und aktiviert. Eine gezielte Optimierung im NRV verringert die Menge der Vorhaltung und des Abrufs der Regelleistung und vermeidet gleichzeitig gegenläufige Regelleistungsaktivierungen. Weiterhin ist es möglich, begrenzte Übertragungskapazitäten zwischen den Regelzonen in der Optimierung zu berücksichtigen.

Abbildung 3 zeigt das technische Grundprinzip der automatischen SRL-Optimierung im Zusammenwirken verschiedener Regelzonen. Leistungsungleichgewichte, welche in jeder Regelzone separat auftreten, gehen zum Teil als SRL-Bedarf in eine zentrale Optimierung ein. Wird in benachbarten Regelzonen zeitgleich der Bedarf zur Aktivierung von Regelleistung in unterschiedlicher Richtung ermittelt, wird dieser nicht in jeder Regelzone separat ausgeregelt, sondern über die zentrale SRL-Optimierung als Korrektur für jede Regelzone weitergegeben. Ein Bedarf zur Aktivierung von Regelleistung in einer Regelzone, welcher aus den Leistungsungleichgewichten in dieser Regelzone resultiert, korreliert im NRV somit nicht zwangsläufig mit der tatsächlich in der Regelzone abgerufenen Regelleistung.

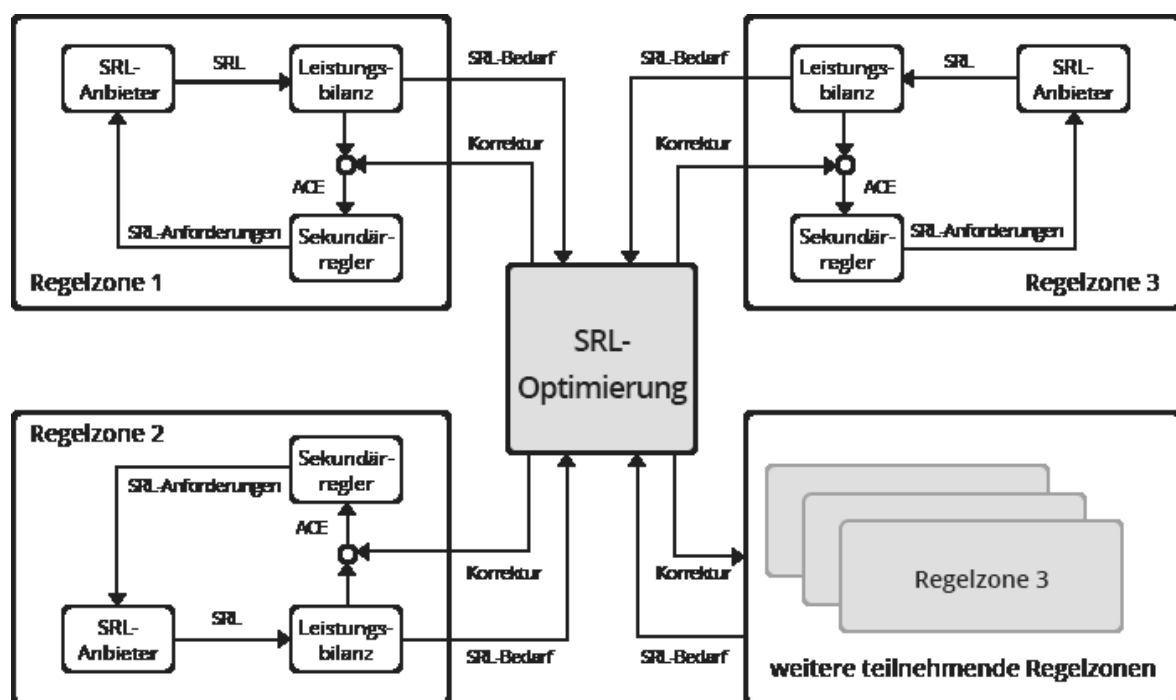


Abbildung 3: Technisches Grundprinzip im Netzregelverbund⁸ [11] [15]

⁸ ACE - Area Control Error - Regelabweichung

Der NRV ist in vier Modulen mit jeweils unterschiedlichen Zielen und Aufgaben im Optimierungsprozess organisiert.

- Modul 1: Vermeidung gegenläufiger Regelleistungs-Aktivierung
- Modul 2: Gemeinsame Regelleistungs-Dimensionierung
- Modul 3: Gemeinsame SRL-Beschaffung
- Modul 4: Kostenoptimale Regelleistungs-Aktivierung

Ziel der Regelleistungsoptimierung im NRV ist neben der Reduzierung des Gesamtbedarfs an SRL und MRL auch eine Reduzierung der Kosten für den Regelleistungsabruf. Aus einer Vergrößerung der Anbieteranzahl im gesamten NRV resultieren dabei geringere Preise für SRL und MRL. Die vergangene Entwicklung des Regelleistungsbedarfs auch unter dem Einfluss des NRV ist im Anhang C dargestellt.

Die Prozesse zur Sicherstellung der Frequenzhaltung bzw. Regelleistungsbereitstellung lassen sich zeitlich und organisatorisch in Präqualifikation, Ausschreibung und Abruf einteilen.

Präqualifikation

Die Präqualifikation von Technischen Einheiten (TE) für die Bereitstellung von Regelleistung dient einer einheitlichen Bewertung und Sicherstellung der technischen und organisatorischen Fähigkeiten. Im Rahmen des Präqualifikationsverfahrens werden die TE hinsichtlich der Regelfähigkeit und der Einhaltung der zeitlichen Anforderungen bei der Erbringung für die entsprechende Regelleistungsart überprüft (vgl. Tabelle 1). Weiterhin werden auch Kommunikationsverbindungen und die Organisation im Regelleistungspool des Regelleistungsanbieters nachgewiesen. Jede TE muss dabei die gleichen Anforderungen einhalten, so dass aus formaler Sicht kein Unterschied besteht, welche Leistungsgröße und Technologie die TE besitzt. Die Verantwortung für die Präqualifikation liegt beim ÜNB, in dessen Regelzone sich die TE befindet. Wenn die TE im Verteilnetz angeschlossen ist, wird eine Bestätigung des Anschlussnetzbetreibers angefordert. Diese Bescheinigung bestätigt formal, dass die TE am Netz des VNB angeschlossen ist und dem Transport der Regelleistung nichts entgegen steht [11]. Die Präqualifikation ist aktuell ein einmaliger Prozess, welcher im Vorfeld der Ausschreibung abgeschlossen wird. Eine TE ohne Präqualifikation erhält keine Freigabe zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt.

Ausschreibung

Die Ausschreibung von Regelleistung ist ein wesentlicher Prozess für den Regelleistungsmarkt. Hier werden die TE für die Vorhaltung der Regelleistung für die entsprechenden Produkte und Zeiträume bestimmt (vgl. Tabelle 1). Im Rahmen des Ausschreibungsprozesses melden die Regelleistungsanbieter auf einer zentralen Plattform die Angebote mit Leistungshöhe, Produkt, Erbringungszeitraum, Leistungspreis und/oder Arbeitspreis. Anhand einer Merit-Order-Liste werden die Angebote mit dem geringsten Preis aufsteigend für die Regelleistungsvorhaltung zugewiesen. Zum Zeitpunkt der Zuschlagserteilung existiert keine direkte Bindung zu einer konkreten TE. Der Regelleistungsanbieter hat bis kurz vor dem Erbringungszeitpunkt im Rahmen der eigenen Planung des vorhandenen Pools die Möglichkeit die Zusammensetzung der Angebote zu ändern und somit auf externe Einflüsse zu reagieren bzw. die Regelleistungsvorhaltung und -bereitstellung wirtschaftlich zu optimieren. Da mögliche Änderungen in der Poolzusammensetzung z.B. aufgrund eines ungeplanten Kraftwerksausfalls nicht zu einem Ausschluss vom bezuschlagten Regelleistungsangebot führen, sind entsprechende Absicherungsmaßnahmen durch den RLA durchzuführen. So hat der Anbieter die TE mit der größten installierten Leistung durch eine gleichwertige TE abzusichern, welche nicht mit anderen Angeboten bereits Regelleistung vorhält. Je größer der zur Verfügung stehende Pool des Regelleistungsanbieters ist, umso größer ist auch die Flexibilität, um eine wirtschaftliche Optimierung durchzuführen oder auf ungeplante Änderungen zu reagieren. Steht dem Regelleistungsanbieter keine Kompensation für Ausfälle zur Verfügung, besteht die Möglichkeit nach vorheriger bilateraler Abstimmung, auf TE anderer Anbieter zurückzugreifen.

Regelleistungsabruf

Innerhalb des angebotenen und bezuschlagten Angebotszeitraums muss die entsprechende TE für die Regelleistungsbereitstellung zur Verfügung stehen. Für die PRL bedeutet dies, dass der dezentrale Leistungs-Frequenzregler aktiviert wird. Für die SRL und MRL sind Kommunikationsverbindungen zu aktivieren, so dass externe Signale des ÜNB empfangen und umgesetzt werden können. Für SRL und MRL werden die TE aufsteigend nach dem niedrigsten Arbeitspreis durch den ÜNB abgerufen. Je nach Regelleistungsprodukt sind die Anforderungen an die TE durch eine Wirkleistungsänderung in der entsprechenden Zeit umzusetzen. Bei Abschluss des Regelvorgangs erhält die TE ein Signal zur Freigabe, sodass die Wirkleistung wieder in den Ausgangszustand übergeht. Danach steht die TE im Normalfall für einen weiteren Regelleistungsabruf zur Verfügung.

2.2 Übersicht der Maßnahmen zur Wirkleistungsanpassung

Für Wirkleistungsanpassungen im Übertragungs- und Verteilnetz werden jeweils für die beiden Schwerpunkte Engpassmanagement (Abschnitt 2.1.1) und Regelleistungsbereitstellung (Abschnitt 2.1.2) verschiedene Prozesse und Maßnahmen mit unterschiedlichen gesetzlichen und zeitlichen Rangfolgen angewendet. Die folgende Abbildung 4 zeigt eine Übersicht bei der Anwendung der beschriebenen Maßnahmen.

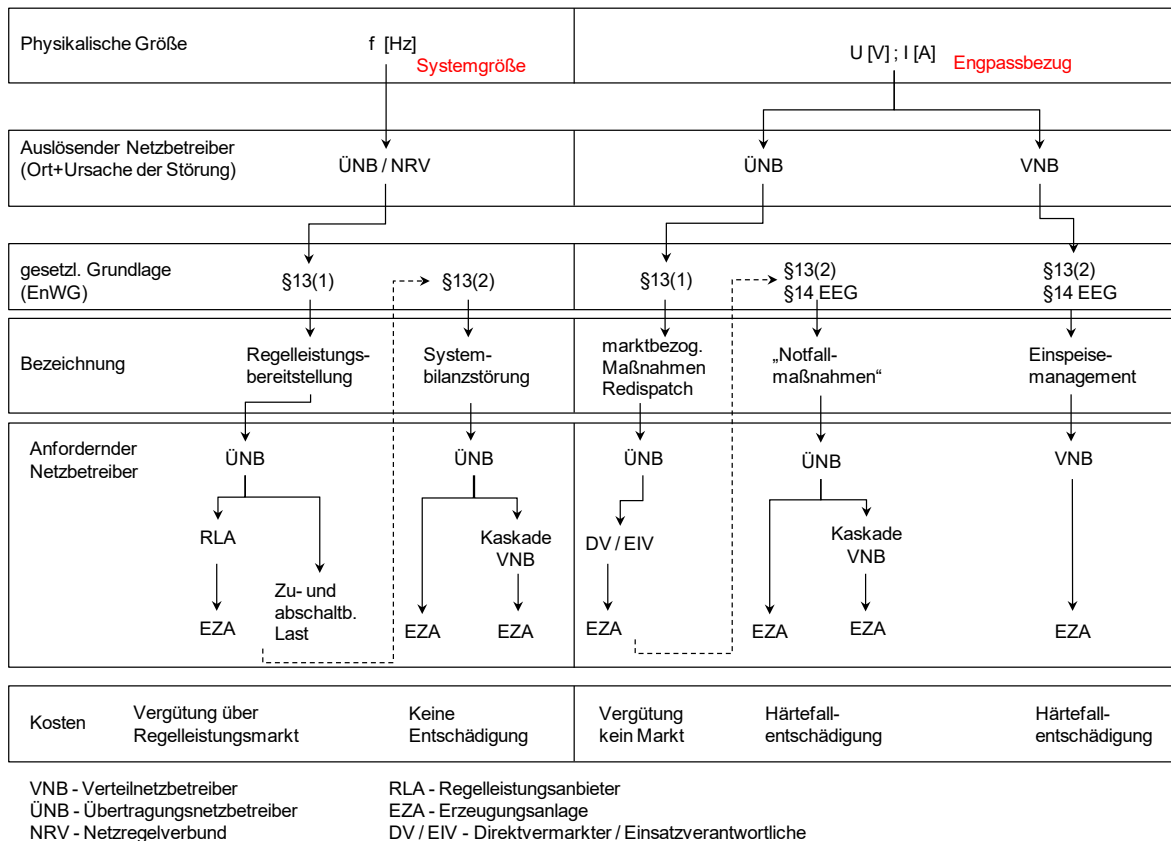


Abbildung 4: Übersicht Wirkleistungsanpassungen - aktuelles System (auf Basis von [1] [3] [5] [7])

Basis der Struktur in Abbildung 4 ist zunächst die übergeordnete Einteilung der physikalischen Kenngrößen Frequenz, Spannung und Strom. Ausgehend vom Ort der Störung bzw. der Ursache (Auslösender Netzbetreiber) wird die Maßnahme unter Berücksichtigung der rechtlichen Einordnung beim anfordernden Netzbetreiber umgesetzt. Hierbei ist es auch zum Teil notwendig, nachgelagerte Netzbetreiber in der Kaskade einzubeziehen, soweit die Lösungsmöglichkeiten sich auch auf Netzgebiete nachgelagerter Ebenen erstrecken. In Abbildung 4 werden weiterhin die Abhängigkeiten der verschiedenen Prozesse und Maßnahmen deutlich.

Für die Frequenzhaltung werden zuerst alle Maßnahmen im Rahmen von §13(1) EnWG [1] (marktbezogene Maßnahmen) über den Regelleistungsmarkt und über zu- und abschaltbare Lasten angewendet (vgl. Abschnitt 2.1.2). Reichen diese Maßnahmen für den Erhalt der Systemstabilität nicht mehr aus, können Maßnahmen in der zweiten Eskalationsstufe (§13(2) EnWG) im Rahmen von Maßnahmen zu Wirkleistungsanpassungen aufgrund von Systembilanzstörungen direkt an EZA bzw. auch über den VNB kaskadiert umgesetzt werden (linker Pfad in Abbildung 4).

Für globale Netzengpässe des ÜNB (mittlerer Pfad in Abbildung 4) werden über §13(1) EnWG zunächst marktbezogene Maßnahmen und speziell Redispatchmaßnahmen angewendet (vgl. Abschnitt 2.1.1). Wird eine vollständige Entlastung der globalen Engpässe durch diese Maßnahmen nicht erreicht oder ergeben sich im Netzbetrieb kurzfristige Störungen, welche bei der Planung von marktbezogenen Maßnahmen im Vorfeld nicht berücksichtigt werden können, kommen in der zweiten Eskalationsstufe nach §13(2) EnWG sogenannte „Notfallmaßnahmen“ zur Anwendung. Diese können dann auch kaskadiert über den VNB mit Erzeugungsleistung im Verteilnetz umgesetzt werden.

Für lokale Engpässe im Verteilnetz (rechter Pfad in Abbildung 4) werden derzeit ausschließlich Maßnahmen nach §13(2) EnWG durchgeführt. Bei Reduzierung der Wirkleistung von EE-Anlagen kommen die speziellen Regelungen des §14 EEG [3] im Rahmen des Einspeisemanagements zur Anwendung.

Zwischen den dargestellten unterschiedlichen Maßnahmen zur Wirkleistungsanpassung existieren verschiedene prozessuale Abhängigkeiten. Abbildung 5 zeigt den zeitlichen Ablauf der Prozesse des operativen Netzbetriebs bei ÜNB und VNB im Zusammenhang mit Vorgängen und Verfahren am Regelleistungs- und Energiemarkt.

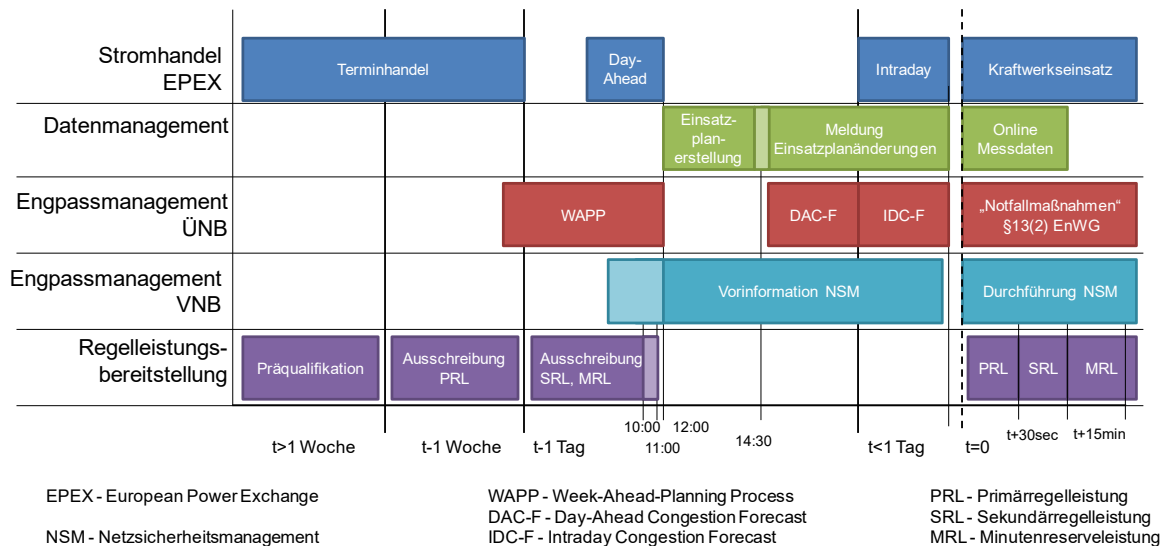


Abbildung 5: Zeitliche Übersicht der Prozesse zur Wirkleistungsanpassung⁹ (auf Basis von [4] [6] [14] [11] [16] [17])

Der Stromhandel an der EPEX¹⁰ bestimmt im Wesentlichen den Einsatz von Erzeugungsleistung zur Deckung des Strombedarfs im Gesamtsystem (blau). Bis zum Vortag können Termingeschäfte sowie der Handel am Day-Ahead Spotmarkt durchgeführt werden. Parallel zum regulären Energiehandel läuft die Ausschreibung für den Regelleistungsmarkt (lila). Auf Grundlage der vermarkteten Produkte des Spot- und Regelleistungsmarktes werden dann bis 14:30 Uhr des Vortages die Kraftwerkseinsatzpläne für die konventionellen Kraftwerke ermittelt (grün). Bei Änderungen des geplanten Kraftwerkseinsatzes z.B. durch die zusätzliche Vermarktung am Intraday-Handel oder aufgrund von Kraftwerksausfällen, werden die Daten zum Kraftwerkseinsatz aktualisiert zur Verfügung gestellt.

Im Engpassmanagement des ÜNB wird zunächst auf Basis von Wetter- und Lastprognosen der WAPP (Week-Ahead-Planning-Prozess) durchgeführt. Neben einer ersten Abschätzung zu möglichen Engpässen im Übertragungsnetz wird hier auch der Einsatz von Reservekraftwerken geplant [4] [17]. Auf Basis der Kraftwerkseinsatzpläne mit Informationen vermarkteter Leistungsscheiben für den Energie- und Regelleistungsmarkt hat der ÜNB im DAC-F (Day-Ahead-Congestion-Forecast) dann die Möglichkeit am Vortag in Abstimmung mit den europäischen ÜNB mit Einbindung des TSC (TSO Security Cooperation) konkrete Lastflussberechnungen durchzuführen und Redispatchmaßnahmen einzuplanen (vgl. Abschnitt 2.1.1). Im Anschluss werden die zu verändernden Einsatzpläne der

⁹ Für die SRL wird in Abbildung 5 bereits die Änderung der Ausschreibungsbedingungen auf eine kalendertägliche Ausschreibung berücksichtigt [14].

¹⁰ EPEX - European Power Exchange - Börse für Europäischen Stromhandel

Kraftwerke übermittelt. Der aktuelle DACF-Prozess ist detailliert in Anhang A dargestellt. Im Rahmen des IDC-F (Intraday-Congestion-Forecast) werden kurzfristige Änderungen der bisher geplanten Redispatchmaßnahmen im Laufe des Tages eingeleitet. Zum betreffenden Zeitpunkt $t=0$ wird der Kraftwerkseinsatz auf Basis des Stromhandels sowie der angewiesenen Änderungen durch Redispatchmaßnahmen durchgeführt. Der Netzbetreiber weist zu diesem Zeitpunkt keine Anlage aktiv mehr für Redispatch an. Sollten die Maßnahmen zur Engpassentlastung nicht ausreichen hat der Netzbetreiber die Möglichkeit zur direkter Leistungsanpassung im Rahmen von „Notfallmaßnahmen“ (vgl. Abschnitt 2.1.1). Weiterhin werden bei Bedarf die einzelnen Regelleistungsarten in Ihrer zeitlichen Abfolge abgerufen (vgl. Abschnitt 2.1.2). Es zeigt sich somit, dass der Umfang von Engpassmanagementmaßnahmen des ÜNB abhängig ist von den Vorgängen und Prozessen am Day-Ahead-, Intraday- und an den Regelleistungsmärkten.

Beim Engpassmanagement des VNB wird derzeit auf Basis von Wetterprognosen und geplanten netzbezogenen Maßnahmen (z.B. aufgrund von Wartung oder Baumaßnahmen) eine Vorabinformation zum Netzsicherheitsmanagement veröffentlicht. Einspeisemanagementmaßnahmen zum Zeitpunkt $t=0$ basieren hingegen auf Online-Messwerte aus dem operativen Netzbetrieb. Bei Überschreitung konkreter Grenzwerte werden entsprechende Maßnahmen zur Wirkleistungsanpassung durchgeführt. Eine detaillierte Anweisung von Maßnahmen im Vorfeld ist im NSM-System des VNB derzeit nicht gegeben. Hier zeigt sich, dass die Engpassmanagementmaßnahmen im Verteilnetz derzeit weniger stark auf den gesamten Prozessen der Märkte basieren.

Im nachfolgenden Abschnitt 3 werden die zukünftigen Problemstellungen für die hier dargestellten Prozesse zum Wirkleistungsmanagement herausgearbeitet. Darauf aufbauend werden Anforderungen an Einzellösungen zur Problembeherrschung sowie an ein zukünftiges Gesamtsystem abgeleitet.

.

3 Problem- und Anforderungsanalyse für das Wirkleistungsmanagement

3.1 Struktur der Problem- und Anforderungsanalyse

In der nachfolgenden Problem- und Anforderungsanalyse werden die spezifischen technischen, organisatorischen und marktwirtschaftlichen Einflüsse auf die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) und im speziellen der beschriebenen Prozesse zum Wirkleistungsmanagement untersucht. Die folgende Abbildung 6 zeigt die Struktur der einzelnen untersuchten Schwerpunkte sowie die Abhängigkeiten zueinander.

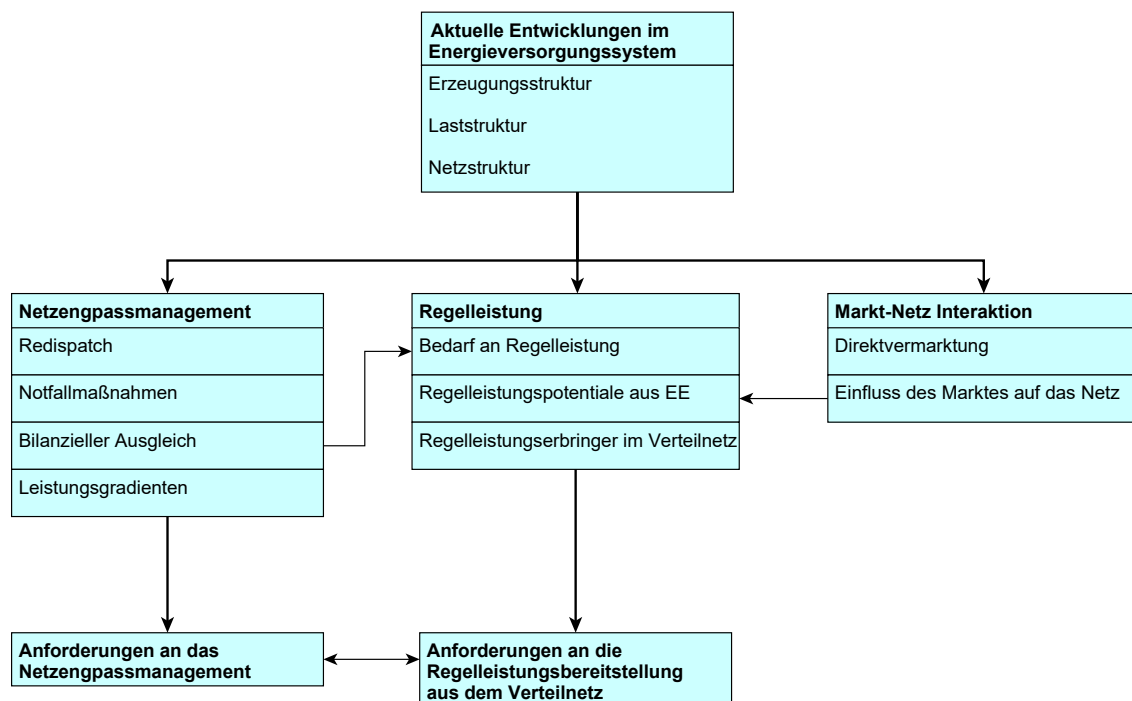


Abbildung 6: Struktur der Problem- und Anforderungsanalyse

Die aktuellen Entwicklungen im Energieversorgungssystem bilden die grundlegenden Voraussetzungen in der Ableitung neuer Anforderungen an das Netzengpassmanagement und die Regelleistungsbereitstellung. Hierzu werden die Entwicklungen in der Erzeugungs-, Last- und Netzstruktur hinsichtlich der Bereitstellung von SDL analysiert. Das Netzengpassmanagement enthält die Teilschwerpunkte Redispatch und „Notfallmaßnahmen“ (vgl. Abbildung 4). Aus den globalen Analysen vergangener Netzengpassmanagementmaßnahmen im Gesamtsystem wird außerdem die Anforderung des bilanziellen

Ausgleichs deutlich. Der Einfluss von Engpassmanagementmaßnahmen auf die Systembilanz ist wiederum ein Einflussparameter für den Regelleistungsbedarf.

Für die Bereitstellung von Regelleistung in einem zukünftigen Energieversorgungssystem hat besonders die Entwicklung und Ausprägung der Erzeugungsstruktur eine hohe Bedeutung. Bei einem hohem Anteil an EE und einer gleichzeitig geringen Verfügbarkeit von konventionellen Kraftwerken stellt sich die Frage, wie der Regelleistungsbedarf in Zukunft sicher gedeckt werden kann. Weiterhin ist zu untersuchen, welche zusätzlichen Potentiale z.B. aus EE in Zukunft zur Verfügung stehen und wie diese in das System eingebunden werden können. Aus diesen grundlegenden Untersuchungen können dann die Auswirkungen der Regelleistungsbereitstellung auf das Verteilnetz analysiert sowie mögliche Konflikte mit dem lokalen Netzbetrieb identifiziert werden.

Bei einem immer stärkeren Einfluss des Marktes auf den Betrieb von dezentralen Anlagen gewinnt auch die notwendige Interaktion des Marktes mit dem Netz eine immer größere Bedeutung. Die mögliche direkte Wirkleistungsanpassung von EZA aufgrund der aktuellen Spotmarkt-Preise durch den Direktvermarkter beeinflusst wiederum den lokalen Netzbetrieb. Weiterhin entsteht für die Vermarkter zunehmend der Anreiz auch über den Regelleistungsmarkt Wirkleistung anzupassen.

Für die Identifizierung von Anforderungen an das Wirkleistungsmanagement ist es somit auch erforderlich die verschiedenen Abhängigkeiten der Entwicklungen im Energieversorgungssystem und der heutigen sowie der zukünftigen Maßnahmen zu analysieren. Darauf aufbauend können betriebliche und organisatorische Grundsätze weiterentwickelt werden, sodass ein sicherer Betrieb der Netze sowie des Gesamtsystems gewährleistet werden kann.

3.2 Aktuelle Entwicklungen im Elektroenergieversorgungssystem

3.2.1 Erzeugungsstruktur

Die Erzeugungsstruktur in einem Elektroenergiesystem hat einen entscheidenden Einfluss auf die Bereitstellung von SDL. Durch den stetigen Ausbau der EE in Deutschland werden neue Anforderungen an den technischen Betrieb der Netze und an den Betrieb von konventionellen Kraftwerken auch hinsichtlich der Bereitstellung von SDL gestellt. Dabei hat die Einspeisung von EZA auf Basis von EE derzeit eher einen passiven Einfluss auf den Netz- und Systembetrieb. Die natürlich vorkommenden Prognosefehler der EE können in eine Aktivierung von Regelleistung im Gesamtsystem resultieren. Der Prognosefehler ist dabei abhängig von der Güte prognostizierten Erzeugung und Bilanzkreistreue der Vermarkter und wird durch den faltungsbasierten Ansatz in der Regelleistungsdimensionierung berücksichtigt (vgl. 2.1.2) [10]. Weiterhin können durch die Einspeisung auch Situationen mit hoher Strombelastbarkeit lokaler Betriebsmittel oder hohen Spannungen im Netz resultieren, sodass Netzbetreiber Maßnahmen zur Gewährleistung der Netzsicherheit durchführen müssen.

Ein wesentlicher Aspekt bei der Analyse der heutigen und zukünftigen Erzeugungsstruktur ist die regionale Verteilung der verschiedenen Erzeugungstechnologien sowie deren Verteilung mit unterschiedlichen Leistungsgrößen in den Spannungsebenen. Während Photovoltaik (PV) und kleine Blockheizkraftwerke mit einigen Kilowatt in der Niederspannung (NS) angeschlossen sind, wird der Netzanschlusspunkt für PV-Freiflächenanlagen, einzelnen Windenergieanlagen, Biomasseanlagen und Wasserkraftwerken mit einigen Megawatt in der Mittelspannungsebene (MS) gewählt. Windenergie- und PV-Anlagen, welche zu großen Parks zusammengeschlossen werden, sind vorrangig im Hochspannungsnetz (HS) angeschlossen. Der Fokus in der Arbeit bezüglich des Zusammenwirkens der Regelleistungsbereitstellung und dem Netzengpassmanagement liegt vor allem in der 110-kV-Ebene. Daher werden Biomasseanlagen und Wasserkraftwerke in der weiteren Analyse der zukünftigen Erzeugungsstruktur nicht weiter untersucht. Die folgende Abbildung 7 zeigt die aktuelle Verteilung der installierten Leistung von regenerativen EZA anhand der Netzanschlussebene, geordnet nach den VNB mit den höchsten installierten Leistungen.

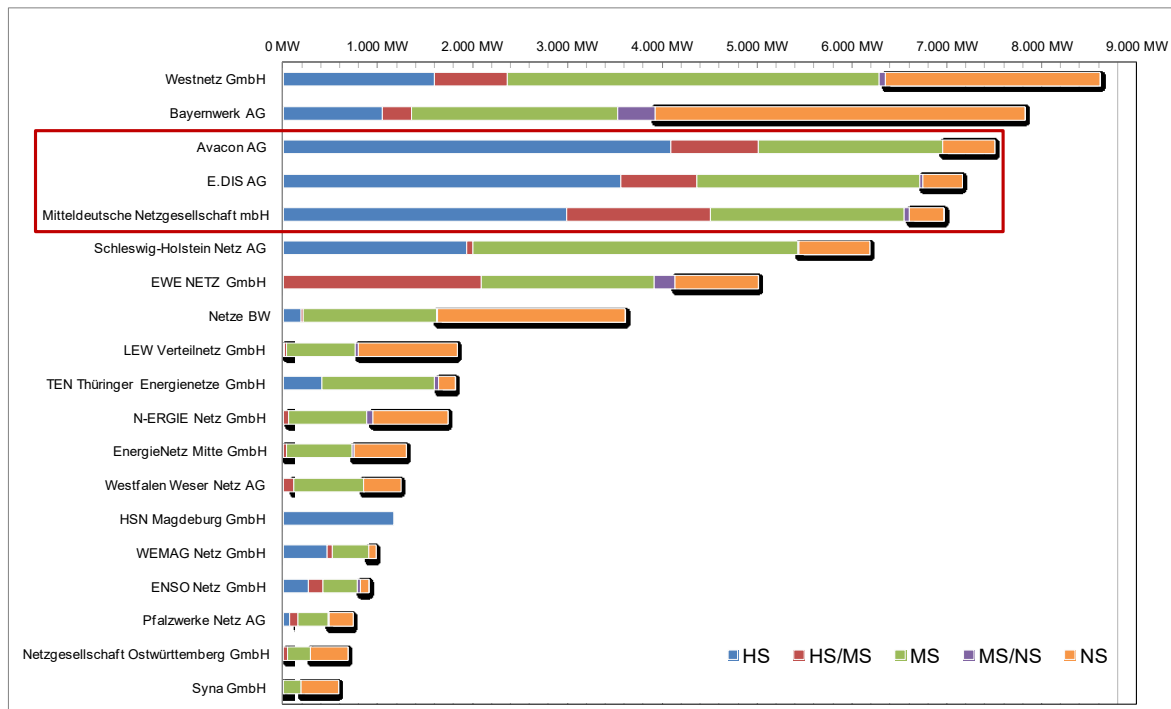


Abbildung 7: Installierte Leistung EE nach VNB und Netzanschlussebene [18] (Stand: 2014)

In Abbildung 7 ist zu erkennen, dass bei den VNB in Nord- und Ostdeutschland mit einem flächenmäßig großem Versorgungsgebiet ein überwiegender Teil der Erzeugungsleistung in der HS-Ebene (blau) und der Umspannebene HS/MS (MS-Sammelschiene - rot) angeschlossen ist. Der Anteil der installierten Leistung in diesen beiden Netzebenen beträgt bei den markierten VNB mehr als die Hälfte der Gesamtleistung. Daher wird der Fokus der Problem- und Anforderungsanalyse in der vorliegenden Arbeit auf die großen Flächen-netzbetreiber mit einer hohen Durchdringung von EE in diesen Spannungsebenen gelegt. Nachfolgend wird die zukünftige Entwicklung der Erzeugung der einzelnen Primärenergie-träger analysiert und hinsichtlich der Anwendung der Zielstellung in der vorliegenden Arbeit bewertet.

Windenergie

Derzeit sind in Deutschland rund 42 GW Windenergie an Land installiert [19]. Die Annahmen zur weiteren Entwicklung der Windenergie in dieser Arbeit orientieren sich an den allgemeinen Ausbauzielen der Bundesregierung [3], welche auch die Grundlage im aktuellen Netzentwicklungsplan 2030 (NEP) der deutschen ÜNB bilden [20]. In den verschiedenen Szenarien wird bis zum Jahr 2030 ein Ausbau der installierten Leistung der Windenergie an Land in Deutschland im Bereich von 69,8 GW bis 77,8 GW prognostiziert. Beim Repowering von bestehenden Windenergieanlagen durch neue Anlagen mit einer größeren Nabenhöhe, größerer installierter Leistung und höheren Benutzungsstunden,

wird auch die Gesamtleistung in Regionen mit bereits hohem Anteil an Windenergie weiter ansteigen [20]. Zukünftig wird der weitere Zubau von Windenergie an Land durch ein Ausschreibungsmodell realisiert. Das Ziel ist die Einhaltung eines Ausbauridors pro Jahr und eine Förderung des Wettbewerbs bei der Projektvergabe [21]. Aus der Anwendung des Ausschreibungsverfahrens können sich wesentliche Entscheidungen bezüglich des Standorts von neuen Anlagen, der Leistungsgröße oder der Auswahl der Windanlagencharakteristik (Schwachwind, Starkwind) ergeben.

Die Interaktion der Windenergieanlagen mit dem Netz ist ein entscheidender Faktor bei der Betrachtung der SDL-Bereitstellung. Grundlage für die Festlegung der technischen Anforderungen bildet die im Jahr 2009 verabschiedete Systemdienstleistungsverordnung für Windenergieanlagen (SDLWindV) [22], welche die Bereitstellung bestimmter SDL und das Verhalten der EZA am Netz regelt.

Hinsichtlich der Schwerpunkte des Wirkleistungsmanagements in dieser Arbeit (Regelleistungsbereitstellung und Engpassmanagement) ergeben sich durch die Windenergie wesentliche Einflussfaktoren. Die Prognoseabweichung der fluktuierenden Einspeisung von Windenergie bildet einen passiven Einfluss auf die Regelleistungsbereitstellung. Bei einer weiter steigenden installierten Gesamtleistung von Windenergie wird erwartet, dass auch die Prognoseabweichung und somit der Regelleistungsbedarf weiter steigen wird. Weiterhin können in Zukunft Windenergieanlagen durch eine aktive Wirkleistungsregelung an der Regelleistungsbereitstellung teilnehmen und die Frequenzhaltung im Gesamtsystem unterstützen [16] [23] [24].

Die meisten Situationen, in denen ein Engpassmanagement für globale als auch lokale Engpässe in Nord- und Ostdeutschland notwendig wird, sind derzeit durch die Einspeisung von Windenergie geprägt. Im Einspeisemanagement wird vor allem die Windenergie aktiv in der Wirkleistung reduziert, um die lokale Netzsicherheit zu gewährleisten. Der Fokus in der weiteren Analyse des Engpassmanagements im 110-kV-Netz im Netzmodell wird daher auch auf windgeprägte Szenarien gelegt, da in diesen Szenarien die größten Wirkungen auf das Netz sowie auch die größten Potentiale für die SDL erwartet werden. Ein weiterer Einflussfaktor auf das Engpassmanagement ist die natürliche Fluktuation der Windenergie im Kurzzeitbereich und die daraus resultierenden Leistungsgradienten im elektrischen System.

Photovoltaik (PV)

Die installierte Leistung der PV in Deutschland beträgt derzeit 39,7 GW [19]. Gemäß Netzentwicklungsplan (NEP) [20] wird ein weiterer Ausbau der Gesamtleistung der PV in Deutschland im Bereich von 53,1 GW bis 65,9 GW prognostiziert. Die Entwicklung im Bereich kleiner Anlagen im Kilowatt-Bereich ist geprägt durch eine intelligente Eigenverbrauchsnutzung und wird in den nächsten Jahren voraussichtlich durch Speichersysteme zu einer stärkeren technischen und wirtschaftlichen Unabhängigkeit solcher Systeme vom Stromnetz führen. Der Zubau von Freiflächenanlagen wird zukünftig im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens durchgeführt. Die Gesamtleistung des Zubaus pro Jahr ist dabei auf 2.500 MW begrenzt. Ziel der Ausschreibung ist, analog zur Windenergie, eine Förderung des Wettbewerbs zur Kostenreduzierung, sowie eine gezielte Einhaltung des Ausbaukorridors [21].

Für den Regelleistungsbedarf gehen PV-Anlagen zunächst, analog zur Windenergie, als ein passiver Einfluss aufgrund der Prognoseabweichung in das Gesamtsystem ein. Insbesondere bei großflächigen unplanmäßigen Wetteränderungen (z.B. Nebel, Schnee auf den Modulen) können bereits heute erhebliche Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlich eingespeister Wirkleistung auftreten. Für eine aktive Regelleistungsbereitstellung werden PV-Anlagen derzeit nicht in Betracht gezogen [25]. Eine Erforschung und Weiterentwicklung der Regel- und Nachweisverfahren hat zum Ziel, mögliche Potentiale der PV-Anlagen zukünftig auch für die Regelleistung zu nutzen [26].

Für das Engpassmanagement werden vor allem Situationen mit einer gleichzeitigen Einspeisung von PV und Windenergie in der Betrachtung der Arbeit interessant. Bei einem zukünftigen Ausbau beider Technologien werden sich diese Situationen voraussichtlich verstärken. Einen weiteren Betrachtungspunkt bilden hohe Leistungsgradienten von PV-Anlagen, insbesondere bei Wettersituationen mit einem hohen Wolkenanteil. In diesen Situationen sind sowohl Rückwirkungen auf das Netz [27], als auch Einflüsse auf das System zur Engpasserkennung im Verteilnetz zu erwarten.

Konventionelle Kraftwerke

Der Großteil der SDL wird bisher durch konventionelle Kraftwerke zur Verfügung gestellt, sodass die zukünftige Entwicklung der Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke wesentlich die Bereitstellung von SDL im Gesamtsystem bestimmt. Bei einem weiteren Rückgang der konventionellen Kraftwerksleistung im Übertragungsnetz ist mit einer zunehmenden Verlagerung der Erzeugungsleistung in das Verteilnetz zu rechnen. Somit resul-

tiert bei der Untersuchung der Erzeugungsentwicklung auch eine Änderung der SDL-Bereitstellung hin zu dezentral verteilten Erzeugungsanlagen im Verteilnetz [28].

Der Anteil der konventionellen Kraftwerke auf Basis von Kernenergie wird im Rahmen des bundesweiten Ausstiegs aus der Kernenergie bis 2022 komplett reduziert [20]. Bei den anderen fossilen Primärenergieträgern werden auf politischer Ebene Ziele zur Reduzierung von CO₂-Emissionen verfolgt, sodass hier ebenfalls mit einem perspektivischen Rückgang der installierten Erzeugungsleistung zu rechnen ist. Weiterhin werden auch Entwicklungen bezüglich der Stellung der konventionellen Kraftwerke am Strommarkt deutlich. Im Rahmen des derzeitigen Marktdesigns wird der Börsenstrompreis durch den Merit-Order-Effekt wesentlich beeinflusst. Dies bedeutet, dass EZA mit geringen bzw. keinen Grenzkosten, wie z.B. EE-Anlagen, Kraftwerke mit hohen Grenzkosten (Steinkohle, Gas) aus dem Markt verdrängen. Konventionelle Kraftwerke werden somit in Zukunft zu immer weniger Zeiträumen die Grenzkosten decken können. In der Folge ist ein Neubau von Kraftwerken nicht mehr wirtschaftlich darstellbar. Auch der Weiterbetrieb vieler konventioneller Kraftwerke steht wirtschaftlich vor einer großen Herausforderung [29].

Die folgende Übersicht (Abbildung 8) zeigt die zu erwartende zeitliche Entwicklung des installierten konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland im Vergleich von mehreren Studien.

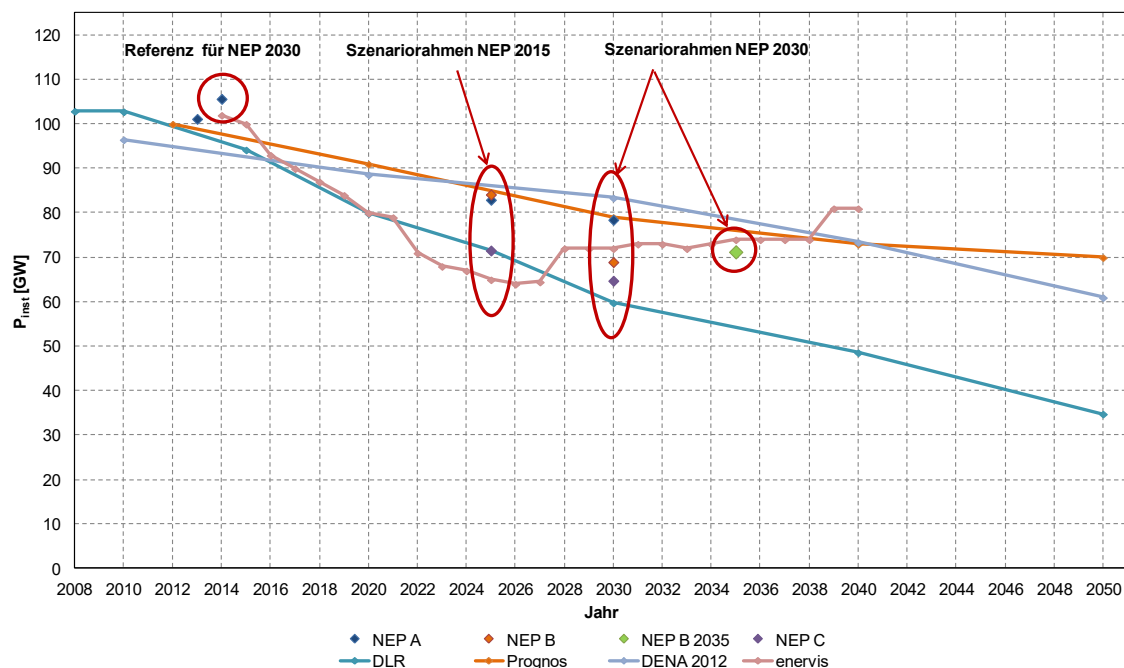


Abbildung 8: Vergleich Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (auf Basis von [20] [30] [31] [32] [33] [34])

Die Szenarien des Netzentwicklungsplans (NEP) [20] [30] bilden eine hinreichend genaue Bewertungsgrundlage für die weitere Untersuchung. Die Tendenz zu einer weiter sinkenden Gesamtleistung des konventionellen Kraftwerksparks ist in allen betrachteten Studien erkennbar. Bei der Betrachtung der regionalen Verteilung der konventionellen Kraftwerke wird deutlich, dass aufgrund der Überkapazität in einigen Regionen Deutschlands, insbesondere in Nord- und Ostdeutschland, ein erhöhter Transportbedarf der erzeugten Energie in die Lastzentren in Süddeutschland resultiert. Dies wird durch die vollständige Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke in Süddeutschland bis 2022 weiter verstärkt [20]. Neben der Analyse der installierten Leistung von konventionellen Kraftwerken sind auch deren Betriebszeiten entscheidende Faktoren, um Aussagen über die Bereitstellung von SDL zu treffen. Perspektivisch verringern sich die Volllaststunden von konventionellen Kraftwerken [29]. Nicht stillgelegte konventionelle Kraftwerke sind somit zu immer längeren Zeiträumen nicht betriebsbereit. Schlussfolgernd können diese konventionellen Kraftwerke in diesem Zustand auch keine SDL bereitstellen.

In Deutschland können konventionelle Kraftwerke zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit als Reservekraftwerke betrieben und eingesetzt werden. Die als Netzreserve bezeichneten Kraftwerke werden vor allem für die Sicherstellung von Redispatchmaßnahmen verwendet[35]. Hierzu werden bereits heute Kraftwerke insbesondere in Österreich verwendet um ein entsprechende Potential zur Leistungserhöhung zur Verfügung zu stellen (vgl. Abschnitt 2.1.1). Bei der sogenannten Kapazitätsreserve (auch: Strategische Reserve) werden Kraftwerke in einem Ausschreibungsverfahren bestimmt, welche für eine mögliche Deckung einer Stromnachfrage, insbesondere in den Wintermonaten, zur Verfügung stehen sollen [36]. Das gleiche Ziel besteht bei Kraftwerke in der sogenannten Sicherheitsbereitschaft[37]. Unterschied zur Kapazitätsreserve besteht darin, dass die Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft stillgelegt werden und nur im Ausnahmefall durch den ÜNB innerhalb von 10 Tagen angefahren werden dürfen. Nach Ablauf der festgelegten Zeit von 4 Jahren sind die betreffenden Kraftwerke dauerhaft stillzulegen.

Entscheidend für die operative Bereitstellung von SDL aus konventionellen Kraftwerken ist die technologisch bedingte Mindesterzeugung der Kraftwerke. Konventionelle Kraftwerke benötigen zum Betrieb eine bestimmte Mindestleistung („must-run“ - Leistung), welche abhängig von Kraftwerkstechnologie und -alter im Bereich von 25% bis 60% der Nennleistung liegt [38]. Auch wenn eine Vermarktung am Strommarkt für die konventionellen Kraftwerke in Situationen mit hoher Einspeisung und niedrigen bzw. negativen Preisen oftmals nicht mehr rentabel ist, werden konventionelle Kraftwerke häufig weiterhin mit dieser Mindestleistung betrieben. Gründe hierfür liegen vor allem in der Vermarktung

und Vorhaltung von Regelleistung bzw. Besicherungsleistung oder der netztechnischen Notwendigkeit der Kraftwerke für Redispatch, Spannungshaltung oder Kurzschlussleistung. Wärmegeführte Kraftwerke werden ebenfalls mit einer Mindestleistung betrieben, um die gekoppelten Wärmeprozesse zu versorgen. Ziel einer Weiterentwicklung der Bereitstellung von SDL ist auch eine Reduzierung von „must-run“-Kapazität von konventionellen Kraftwerken [38].

Nachfolgende Tabelle 2 zeigt die Bewertung der drei dargestellten Erzeugungsarten hinsichtlich der zukünftigen Bedeutung für die SDL Engpassmanagement und Regelleistung sowie für andere SDL (z.B. Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau).

	Windenergie	Photovoltaik (PV)	konv. Kraftwerke
Regelleistungsbereitstellung	+	+	-
Engpassmanagement	++	++	-
andere SDL	++	+	-

Tabelle 2: Bewertung der Erzeugungsstruktur für die Bereitstellung von SDL

Bewertungskriterien:

- ++ stark steigende Wichtigkeit
- + steigende Wichtigkeit
- O gleichbleibende Bedeutung
- Abnahme der Wichtigkeit
- starke Abnahme der Wichtigkeit

In der Gesamtbetrachtung zeigt sich, dass der weitere Ausbau der Windenergie und PV Einfluss auf die Regelleistung und das Netzengpassmanagement haben wird. Engpassmanagementmaßnahmen im Übertragungs- und Verteilnetz sind aktuell vor allem durch die hohe Einspeisung aus Windenergie und PV bei einer gleichzeitig geringen Lastabnahme notwendig. Die Regelleistungsbereitstellung wird wesentlich durch die Prognoseabweichungen der fluktuierenden Erzeugung beeinflusst. Zukünftig ist auch eine stärkere aktive Teilnahme von EE-Anlagen an der Regelleistungsbereitstellung möglich. Durch eine zunehmende Verlagerung von Erzeugungsleistung in das Verteilnetz bei einer immer geringeren zeitlichen Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke werden diese bei der Bereitstellung von Regelleistung sowie beim Engpassmanagement an Bedeutung verlieren.

Die Bereitstellung der SDL wird dabei vermehrt aus dem Verteilnetz heraus stattfinden müssen.

3.2.2 Laststruktur

Bei der Untersuchung von elektrischen Lasten im Rahmen dieser Arbeit wird in eine statische und eine dynamische Betrachtungsweise unterschieden. Bei einer statischen Betrachtung geht es um die Laststruktur mit der ungesteuerten Wirkung auf das Netz. Die dynamische Bewertung untersucht dann das mögliche Potential von elektrischen Lasten zur aktiven Flexibilisierung und Nutzung für SDL.

Die statische Laststruktur in elektrischen Netzen beeinflusst zunächst grundlegend den Lastfluss und somit die elektrischen Kenngrößen Strom und Spannung im Netz. Auf Übertragungsnetzebene ist der innerdeutsche Lastfluss stark geprägt durch die unterschiedliche Verteilung der regionalen Lastzentren gegenüber den Erzeugungszentren, welche sich aus der Vergangenheit aufgrund der regionalen Verfügbarkeit von Energieträgern (z.B. Braunkohle) oder heute durch den unterschiedlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland ergeben (vgl. Abschnitt 3.2.1). Die Lastzentren befinden sich dabei historisch bedingt vor allem in West- und Süddeutschland, sodass heute bereits Situationen auftreten, in denen ein hoher Transport elektrischer Energie in Nord-Süd- bzw. Ost-West-Richtung stattfindet [2].

Die regionalen Verteilnetze, insbesondere in den ostdeutschen Bundesländern, sind tendenziell durch einen geringen Verbrauch und einer hohen EE-Erzeugungsleistung geprägt. Der regionale Erzeugungsüberschuss bewirkt eine Rückspeisung der elektrischen Energie in das Übertragungsnetz. Insbesondere solche Regionen, in denen Fläche für den Aufbau von großen Windenergie- oder PV-Parks vorhanden ist, sind geprägt durch eine geringe Bevölkerungs- und Industriedichte. Bei der weiteren Betrachtung der möglichen dynamischen Nutzung von flexiblen Lasten sind diese regionalen Besonderheiten zu beachten. Da der Fokus in der vorliegenden Arbeit auf den beschriebenen Regionen in Nord- und Ostdeutschland liegt, sind auch die regionalen Besonderheiten der elektrischen Lasten z.B. in der Erstellung des Netzmodells zu berücksichtigen.

Bei der dynamischen Verwendung von elektrischen Verbrauchern im Rahmen der Lastflexibilisierung ist der Einsatzzweck zu unterscheiden. Zunächst existiert die Möglichkeit, mit flexiblen Lasten auf sich verändernde Börsenpreise zu reagieren und somit den elektrischen Verbrauch marktdienlich und kostengünstig zu gestalten. Hierzu ist die Entwicklung

eines dynamischen Anreizsystems durchzuführen [39]. Die marktdienliche Wirkung in einem solchen zukünftigen System kann dann z.B. bei Erzeugungsüberschuss und niedrigen Börsenpreisen zu einer Stabilisierung des Marktes und zu einem wirtschaftlichen Erlös aus der Lastflexibilisierung führen. Die Entwicklung eines solchen Systems ist dabei abhängig von den gesetzlichen und marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen, z.B. über den Tag verteilten dynamischen Strompreisen. Da diese Rahmenbedingungen derzeit nicht bestehen, wird eine durch den Markt getriggerte Lastflexibilisierung in der vorliegenden Arbeit nicht weiter berücksichtigt. Bei Vorliegen möglicher externer Signale zur Wirkleistungsanpassung von elektrischen Lasten müssen diese allerdings in den technischen Systemen der Netzbetreiber als weiterer Inputparameter berücksichtigt werden.

Weiterhin können flexible Lasten im Rahmen der Frequenzhaltung am Regelleistungsmarkt genutzt werden [40] [41]. Hierbei reagiert die elektrische Last auf die automatische Frequenzregelung bei der PRL bzw. auf die externen Signale bei SRL oder MRL. Insbesondere große Industrieanlagen mit einem hohen Potential zur Lastverschiebung nutzen bereits die Möglichkeit, einen Teil des Wirkleistungsbezugs zusätzlich als Regelleistung zu vermarkten und somit einen Zusatzerlös zu erwirtschaften. Durch Anpassung von Ausschreibungszeiträumen und Produktlängen [16] können weitere Hemmnisse für die Beteiligung von Lasten am Regelleistungsmarkt reduziert werden, sodass schlussfolgernd mit einer Erhöhung der Anzahl von Lasten zur Regelleistungsbereitstellung gerechnet werden kann. Bei der marktdienlichen Nutzung von elektrischen Verbrauchern sind entsprechende lokale Wirkungen auf das Netz zu beachten. Dabei müssen erhöhte Betriebsmittelbelastungen aufgrund veränderter Gleichzeitigkeiten durch vorherige Prüfung des Netzbetreibers berücksichtigt werden.

Die Lastflexibilisierung für zuschaltbare Lasten wird aktuell auch für einen netzdienlichen Einsatz im Rahmen des Engpassmanagements des ÜNB oder VNB diskutiert [42]. Das Konzept geht von einer Verschiebung einer möglichen Abregelung von Erzeugungsleistung in einen nachgelagerten Industrie- oder Wärmeprozess z.B. im Rahmen von Power-to-Heat bzw. Power-to-Gas aus. Im Rahmen von Redispatchmaßnahmen kann die Nutzung dieser Potentiale durchaus eine sinnvolle und kostengünstige Alternative zur Wirkleistungsanpassung von konventionellen Kraftwerken darstellen. Zu beachten sind dabei die Netzanschlussebene und die Unterschiede sowohl der sensitiven Wirkung der Last als auch die Leistungsgröße. Flexibilisierungspotentiale auf Niederspannungsebene dienen dabei aus Sicht des Verbrauchers vor allem der Eigenverbrauchsoptimierung. Sollen diese Potentiale auch für die überlagerten Netzebenen genutzt werden, sind entsprechende Aggregationsebenen zu entwickeln. Große Potentiale für den netzdienlichen Ein-

satz auf der 110-kV-Ebene werden vor allem Industrielasten gesehen. Für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilisierungspotentialen für Engpässe auf Verteilnetzebene existieren derzeit keine gesetzlichen Grundlagen und wirtschaftliche Anreize zur Installation und für den Betrieb dieser Anlagen. Dies hängt vor allem mit der Verwendung des Einspeisemanagements nach EEG [3] und der zu zahlenden festen Härtefallentschädigung an die Betreiber von EEG-Anlagen zusammen. Bei einer möglichen Anwendung von marktbezogenen Maßnahmen für das Engpassmanagements im Verteilnetz könnten hier auch neue Potentiale und Nutzungsmöglichkeiten für flexible Lasten entstehen.

Bei der Nutzung von dynamischen Lastflexibilisierungspotentialen sind ebenfalls die verschiedenen regionalen Besonderheiten zu beachten. Während bei einem marktgetriebenen Flexibilitätseinsatz oder einem Einsatz auf dem Regelleistungsmarkt kein regionaler Bezug besteht, ist ein netzdienlicher Einsatz von Lastflexibilitäten für das Engpassmanagement von der regionalen Verteilung der Last im Netz abhängig.

Eine Untersuchung für Mecklenburg-Vorpommern hat gezeigt, dass insbesondere in strukturschwachen Bundesländern und geringer Bevölkerungs- und Industriedichte das Potential zur Lastflexibilisierung gegenüber der Anforderung zur Erzeugungsanpassung sehr gering ist [43]. Das Potential in Mecklenburg-Vorpommern liegt dabei insgesamt zwischen -140 MW und +200 MW [43]. Demgegenüber werden bereits heute Leistungsanpassungen an EZA für eine 110-kV-Netzregion im GW-Bereich durchgeführt [44] [45]. Bei der Nutzung von flexiblen Lasten ist die lokale Verteilung der Potentiale entscheidend. Z.B. ist es bei der Nutzung von Power-to-Heat-Anlagen notwendig, dass die Wärme in Fernwärmenetzen oder Industrieanlagen weiterverwendet werden kann. Daher ist es für die effektive und wirtschaftliche Nutzung von Flexibilisierungspotentialen zur lokalen Engpassentlastung generell erforderlich, dass Lastzentren und Netzengpässe einen regionalen Bezug aufweisen. Weiterhin sind zeitliche Unterschiede zwischen Bedarf der Last und dem netzdienlichen Bedarf der Flexibilitätsnutzung zu beachten. Somit ist im Vorfeld durch Netzberechnungen zu untersuchen ob die netzdienliche Nutzung von Flexibilisierungspotential in den Lastzentren tatsächlich eine positive netzentlastende Wirkung haben kann.

Im Allgemeinen wird die Bedeutung von Lastmanagementpotentialen als Teil der Bereitstellung von SDL weiter zunehmen. Auch hier ist die Entwicklung hin zu einer Dezentralisierung erkennbar, sodass die Relevanz für den Netzbetrieb im Verteilnetz steigen wird. Insbesondere die Wirkleistungsanpassung von Lasten durch externe Signale z.B. im Rahmen der Regelleistungsbereitstellung ist hinsichtlich der Auswirkungen auf die Be-

triebsmittelbelastung und veränderter Gleichzeitigkeit im Netzbetrieb zu untersuchen. Weiterhin können Lasten auch zunehmend durch den VNB direkt für eine lokale Wirkleistungsanpassung verwendet werden. Hierbei sind die regionalen Besonderheiten z.B. eines eingeschränkten Potentials in ländlichen Netzstrukturen sowie die zeitlichen Unterschiede zwischen Bedarf und Potential der Wirkleistungsanpassung zu beachten.

Neben den Lastflexibilisierungspotentialen werden zunehmend Speicher für die Bereitstellung von SDL im Netz installiert und betrieben. Insbesondere die Verwendung von Batteriespeichersystemen für die Bereitstellung von Primärregelleistung ist technologisch gesehen möglich und kann in Zukunft durch die weitere Reduzierung der Systemkosten der Anlage wirtschaftlich attraktiv werden [46]. Speichersysteme werden aufgrund der geringen Leistungsgröße (kW bis MW-Bereich) vor allem im Verteilnetz angeschlossen. Bei Einsatz von Speichersystemen für die Bereitstellung von Regelleistung ist zu beachten, dass diese unabhängig von der aktuellen lokalen Netzsituation betrieben werden. Um einen netz- und systemdienlichen Einsatz dieser Anlagen zu gewährleisten ist, analog zu Erzeugungsanlagen im Verteilnetz, der Betrieb der technischen Einheiten mit dem Verteilnetzbetrieb zu koordinieren. Weiterhin könnten bei einer Koordinierung des Einsatzes die regional verteilten Speicher für einen netzdienlichen Einsatz durch den VNB genutzt werden. Hierzu sind analog zu flexiblen Lasten entsprechende gesetzliche und technische Rahmenbedingungen zu schaffen.

3.2.3 Netzstruktur

Netze in der HS- und HöS-Ebene dienen der regionalen und überregionalen Verknüpfung von Last- und Erzeugung. Aufgrund der Notwendigkeit einer hohen Versorgungszuverlässigkeit und der weitreichenden Auswirkungen von Störungen sind HS- und HöS-Netze nach dem (n-1)-Prinzip aufgebaut. Hierbei muss bei Ausfall eines Betriebsmittels die Versorgung aufrecht erhalten bleiben. Durch die Anwendung des (n-1)-Prinzips werden in der HS- und HöS-Netzebene vermaschte Netzstrukturen betrieben. Weitere Gründe für die Verwendung von vermaschten Netzstrukturen liegen in einer höheren Flexibilität für die Betriebsführung hinsichtlich Störungsbeseitigung, Lastflussoptimierung, Spannungshaltung und Schutzkonzept. Aufgrund der hohen Relevanz der SDL Regelleistung und Engpassmanagement in der 110-kV-Ebene wird die Untersuchung in der vorliegenden Arbeit auf Netzstrukturen in der 110-kV-Ebene beschränkt. Daher werden nachfolgend Weiterentwicklungen neuer Technologien und Netzausbaukonzepte sowie deren Einfluss auf die Bereitstellung von SDL für die MS- und NS-Ebene nicht weiter analysiert.

Durch den weiteren Ausbau der Windenergie in den nord- und ostdeutschen Bundesländern (vgl. Abschnitt 3.2.1) wird ein umfangreicher Netzausbau in der 110-kV-Netzebene notwendig, welcher einen wesentlichen Einfluss auf zukünftige Netzstrukturen haben wird [47] [48].

Klassische Netzausbaumaßnahmen im 110-kV-Netz sind:

- Leitungsneubau auf neuer Trasse, mit der Folge einer grundlegenden Änderung der Netzstruktur
- Ersatzneubau auf gleicher Trasse mit einer Erhöhung der Übertragungskapazität
- Einsatz von neuen Leiterseilen (z.B. Bündelleiter, Hochtemperaturleiterseile) mit höherer Strombelastbarkeit oder einer höheren Leiterseiltemperatur,
- Neubau und/oder Verstärkung von HS/HöS-Verknüpfungspunkten

Durch die Anwendung dieser klassischen Netzausbaumaßnahmen unterliegen die bestehenden Netzstrukturen schlussfolgernd ständigen Veränderungen, welche auch einen Einfluss auf die Bereitstellung von SDL haben. Durch den Netzausbau können temporäre lokale Netzengpässe und daraus resultierende Einschränkungen in der Bereitstellung von SDL beseitigt werden. Weiterhin kann sich durch eine Veränderung der Netzstruktur lokal auch der Bedarf weiterer SDL ändern.

Weiterhin können zur Erfüllung der zukünftigen Anforderungen einer hohen Einspeisung regenerativer Energien weitere neue planerische und betriebliche Maßnahmen angewendet werden:

- Separate Netze zum direkten „Einsammeln“ und Abtransportieren der regenerativen Erzeugungsleistung [47]
- Weiterer Aufbau von HS/HöS-Verknüpfungspunkten [47]
- Netzbetriebliche Maßnahmen, z.B. Netztrennung mit variablem Netzbetrieb, je nach Einspeise- und Lastsituation
- Kleinteiligerer Betrieb von 110-kV-Netzgruppen
- Freileitungsmonitoring

Separate Netze (auch: Einsammelnetze, Einspeisenetze) werden genutzt, um die bestehenden 110-kV-Netze von der Einspeisung durch die EE-Anlagen zu entlasten. Hierzu werden Erzeugungscluster großflächig elektrisch zusammengefasst und unter Anwendung des (n-0)-Prinzips mithilfe von HS-Freileitungen bzw. Kabeln gebündelt an HS/HöS-Verknüpfungspunkte angeschlossen. Vorteile ergeben sich insbesondere durch eine ge-

sonderte Betriebsführung dieser Netze und definierten, vom normalen Netzbetrieb abweichenden Vorgaben bezüglich Blindleistung und Spannungshaltung [47] [49].

Der Aufbau neuer HS/HöS-Verknüpfungspunkte stellt eine Lösung dar, den Netzbetrieb mit den bestehenden HS-Netzen dem hohen Transportbedarf entsprechend anzupassen. Derzeit wird in der Regel eine 110-kV-Netzgruppe im ländlichen Raum von zwei bis drei HS/HöS-Knotenpunkten versorgt. Durch den Aufbau jedes weiteren Verknüpfungspunktes besteht dann die Möglichkeit, die 110-kV-Netzgruppen zu verkleinern. In der gleichen Netzregion mit derzeit einer oder maximal zwei 110-kV-Netzgruppen könnten in Zukunft drei oder vier Netzgruppen betrieben werden. Die Verkleinerung von 110-kV-Netzgruppen bietet dabei den Vorteil von definierteren Leistungstransporten und einfacheren Betriebskonzepten (analog „separate Netze“). Probleme hinsichtlich Spannungshaltung und Netzurückwirkungen aufgrund von langen Netzausdehnungen lassen sich somit vermindern. Nachteile können sich allerdings durch eine Verringerung des Vermaschungsgrades ergeben, sodass in der Netzplanung die verschiedenen Betriebskonzepte konkret gegeneinander abgewogen werden müssen. Weiterhin ist die variablere Handhabung von Teilnetzgrenzen vorstellbar, bei der verschiedene Versorgungsgebiete, Maschen oder einzelne Leitungen zu Teilnetzen bedarfsgerecht zugeschaltet werden. Dadurch ergeben sich jedoch besondere Herausforderungen an die technische und organisatorische Umsetzung im Netzbetrieb und in der Schutztechnik. Beim Freileitungsmonitoring wird die witterungsbedingte Abhängigkeit der Strombelastbarkeit der Freileitung insbesondere von der Umgebungstemperatur und der Windgeschwindigkeit ausgenutzt. Diese Optimierungsmaßnahme bietet die Möglichkeit den Neubau bzw. die Verstärkung einer bestehenden Freileitung zu vermeiden. Bei der Umsetzung ist allerdings zu beachten, dass eine Reihe von vorbereitenden Maßnahmen, wie Verstärkung der Primärtechnik, Anpassungen des Schutzes, Wetterstationen bzw. Sensoren und eine Integration in das Leitsystem notwendig sind. Daher findet der witterungsbedingte Freileitungsbetrieb derzeit nur begrenzt Anwendung.

Es zeigt sich, dass die Weiterentwicklungen im Bereich Netzausbau und Einsatz von innovativen Betriebsmitteln und -konzepten eine wesentliche Wirkung auf die Netzstruktur in der 110-kV-Netzebene sowie den Einsatz der Elemente im Netz haben können. Schlussfolgernd beeinflusst diese Entwicklung auch die Bereitstellung von SDL.

3.2.4 Zusammenfassung der zukünftigen Entwicklungen

Die aufgezeigten Entwicklungen der Erzeugungs-, Netz- und Laststruktur besitzen einen wesentlichen Einfluss sowohl auf die Bereitstellung von SDL als auch auf die zukünftigen Aufgaben bei der Weiterentwicklung des Systems in Verbindung mit der Zielstellung eines sicheren und effizienten Netz- und Systembetriebs. In der nachfolgenden Übersicht in Tabelle 3 werden die verschiedenen Entwicklungen hinsichtlich der Bereitstellung von SDL, Einfluss auf den Markt und der Notwendigkeit der Weiterentwicklung und neuer Aufgaben beim VNB bewertet. Da viele Entwicklungen konkrete Auswirkungen auf das Gesamtsystem besitzen, ist auch eine Bewertung der Kooperation zwischen Netzbetreibern in der weiteren Betrachtung wichtig.

		Erzeugungs- struktur	Laststruktur	Netzstruktur
Einfluss auf die Bereitstellung von SDL	Einfluss auf SDL heute	+	O	O
	(neue) Potentiale	++	+	+
Einfluss auf den Markt		++	+	O
Weiterentwicklungen / Aufgaben VNB	Netzplanung	+	+	+
	Netzbetrieb	++	+	++
Kooperation ÜNB/VNB		+	+	+

Tabelle 3: Übersicht und Bewertung der Wichtigkeit der Entwicklungen

Bewertungskriterien:

- ++ stark steigende Wichtigkeit
- + steigende Wichtigkeit
- O gleichbleibende Bedeutung
- Abnahme der Wichtigkeit
- starke Abnahme der Wichtigkeit

Allgemein zeigt sich eine Verschiebung der Erzeugungsleistung in das Verteilnetz, mit der Folge, dass in Zukunft zunehmend SDL von EZA in der Verteilnetzebene bereitgestellt werden. Entscheidend sind neben der installierten Leistung der verschiedenen Erzeugungsarten auch unterschiedliche Betriebszeiten. Insbesondere in Zeiten hoher Einspeisung von Wind und PV stehen zunehmend auch konventionelle Kraftwerke marktbedingt nicht mehr für die Bereitstellung von SDL zur Verfügung. Durch diese Dezentralisierung

der Erzeugung ergeben sich somit vielfältige Einflüsse auf die Bereitstellung von SDL sowie technische und organisatorische Aufgaben für VNB und in der Kooperation zwischen VNB und ÜNB. Es hat sich dabei gezeigt, dass die Anschlussnetzebene von EZA sowie die Ausstattung mit Informations- und Kommunikationstechnik wichtige Faktoren für die Nutzung von SDL sind (vgl. Abschnitt 3.2.1).

Elektrische Lasten können zunehmend flexibel sowohl für Anforderungen des Netzes als auch im Rahmen der Regelleistungsbereitstellung im Gesamtsystem genutzt werden. Bei den vorhandenen Potentialen sind allerdings nur geringe Veränderungen zu erwarten. Bezüglich der regionalen Abhängigkeit zeigt sich, dass insbesondere in den ländlich geprägten Netzstrukturen z.T. nur geringe Potentiale mit einem direkten Bezug zu möglichen Netzengpässen vorhanden sind, sodass hier die netzdienliche Verwendung im Verteilnetz eingeschränkt ist.

Die gezeigten Veränderungen haben dabei zunehmend einen Einfluss auf die Entwicklung neuer Aufgaben für den VNB insbesondere im Bereich der Betriebsführung. Die Komplexität der Betriebsführung wird dabei deutlich ansteigen, da Erbringer von SDL im Netzbetrieb berücksichtigt und hinsichtlich der lokalen und globalen Netzsicherheit koordiniert werden müssen.

Bezüglich des Einflusses des Marktes zeigt sich, dass EE voraussichtlich zunehmend flexibel für den Energiemarkt [50] [51] oder für den Regelleistungsmarkt [52] in Anspruch genommen werden können, während konventionelle Kraftwerke aus den bestehenden Märkten zu bestimmten Zeitpunkten verdrängt werden [32]. Diese Veränderungen gelten auch für flexible Lasten in bestehenden Märkten (z.B. Regelleistungsmarkt) oder neu zu schaffende Flexibilitätsmärkte [40] [41]. Bezüglich der Netzstruktur, der Verfügbarkeit von Leitungen und deren aktueller Belastung zeigen sich die gegenseitigen Abhängigkeiten zwischen dem Netzbetrieb im Verteilnetz und dem freien Agieren der Märkte, welche derzeit von einer restriktionsfreien Übertragung der Energie bzw. SDL ausgehen. Für die prognostizierten Entwicklungen werden in den nachfolgenden Abschnitten die Problemstellung an das Netzengpassmanagement und die Regelleistungsbereitstellung sowie für die Interaktion des Marktes mit dem Netz präzisiert und Anforderungen abgeleitet.

3.3 Anforderungen an das zukünftige Netzengpassmanagement

Zur Ermittlung der Anforderungen an ein zukünftiges Netzengpassmanagement sind die verschiedenen Maßnahmen und zeitlichen Abhängigkeiten zu unterscheiden (vgl. Abschnitt 2.1.1). Während im Übertragungsnetz für den größten Anteil von Engpasssituationen Redispatchmaßnahmen geplant werden, überwiegt im Verteilnetz ein Engpassmanagement auf Basis von „Notfallmaßnahmen“ nach §13(2) EnWG in Verbindung mit §14 EEG (vgl. Abbildung 4). Im Folgenden werden, auf Grundlage der zukünftigen Entwicklungen im Energieversorgungssystem (vgl. Abschnitt 3.2), jeweils für Redispatch und „Notfallmaßnahmen“ Problemstellungen identifiziert und Anforderungen an ein zukünftiges System abgeleitet.

3.3.1 Analyse Redispatchmaßnahmen

Redispatch wird im Rahmen des Netzengpassmanagements im Übertragungsnetz durchgeführt. Redispatchmaßnahmen werden heute nahezu täglich geplant und angewendet und sind somit ein wesentlicher Bestandteil in der Systembetriebsführung der ÜNB. Ursache für den Einsatz von Redispatchmaßnahmen sind globale Engpässe im Übertragungsnetz (vgl. Abschnitt 2.1.1). Vor allem aufgrund des Anstiegs der EE-Erzeugungsleistung verbunden mit dem Stromhandel und dem damit im Zusammenhang stehenden Bedarf zum Transport von elektrischer Leistung ist Übertragungskapazität in Nord-Süd bzw. Ost-West Richtung in Deutschland notwendig. Dies wird auch bei der Untersuchung der Redispatchmengen nach Wirkleistungsrichtung und ÜNB für die Jahre 2014 und 2015 deutlich (vgl. Abbildung 9). Für Redispatch werden sowohl Wirkleistungsreduzierungen als auch Wirkleistungserhöhungen von Kraftwerken und anderen EZA notwendig (vgl. Abschnitt 2.1.1). Eine Analyse der Redispatchmengen der deutschen ÜNB nach Wirkleistungsrichtung zeigt somit strukturelle Besonderheiten im Gesamtsystem.

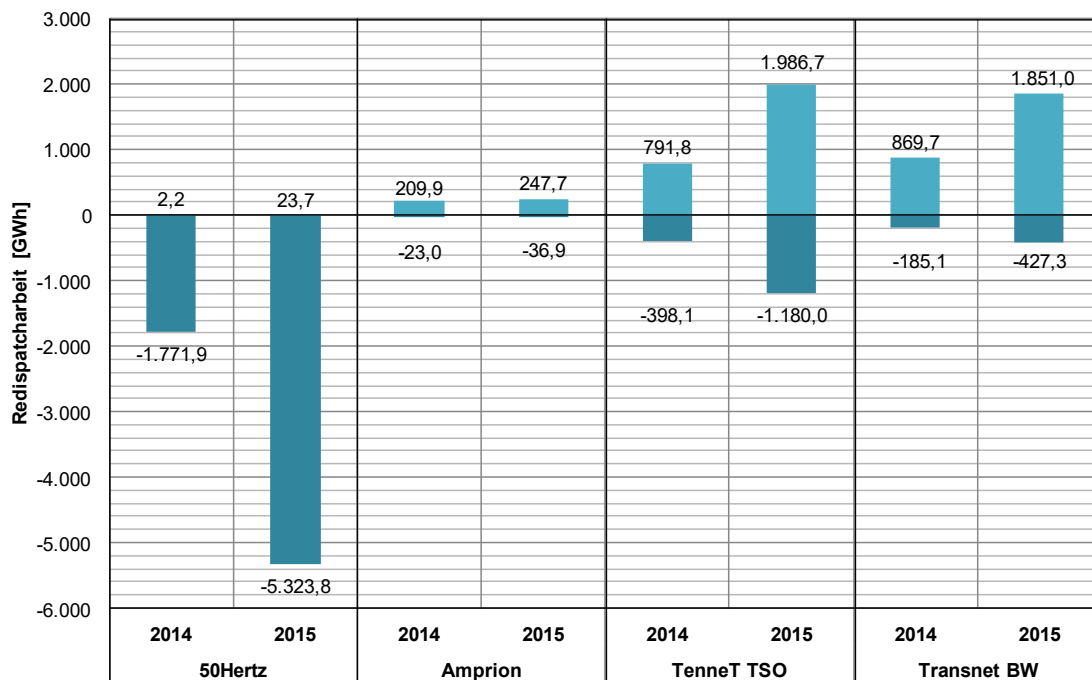


Abbildung 9: Redispatcharbeit pro Wirkleistungsrichtung und ÜNB 2014 und 2015 (auf Basis von [53])

Wie in Abbildung 9 erkennbar, ist in der 50Hertz-Regelzone bisher ausschließlich eine Reduzierung von Erzeugungsleistung notwendig, während in den anderen Regelzonen sowohl eine Erhöhung als auch Absenkung von Erzeugungsleistung durchgeführt wird. Im Vergleich zwischen 2014 und 2015 zeigt sich ein deutlicher Anstieg der Redispatchmengen. In Abbildung 9 sind lediglich die Redispatchmengen dargestellt, welche bei den deutschen ÜNB umgesetzt wurden. Für ein funktionierendes Gesamtsystem werden auch weitere europäische ÜNB eingebunden. Die hier dargestellten Situationen werden durch eine regionalen Verschiebung der installierten Erzeugungsleistung innerhalb Deutschlands, welche vor allem aus dem Kernenergieausstieg und der damit verbundenen Stilllegung großer Kraftwerke im Süden resultiert, weiter verstärkt (vgl. Abschnitt 3.2.1).

Der notwendige Redispatch in den Übertragungsnetzen wird weiterhin stark durch den Stromhandel beeinflusst. Durch den europäischen Stromhandel können Situationen mit hohen innerdeutschen Transitleistungsflüssen auftreten, da sowohl der innerdeutsche als auch der Stromhandel zwischen Deutschland und Österreich von einer restriktionslosen Übertragung der gehandelten Energie ausgeht. Dies wird weiterhin durch den Erzeugungsüberschuss von Wind und konventionellen Kraftwerken in Norddeutschland weiter verstärkt, sodass in der Folge globale Engpässe besonders in Nord-Süd-Richtung des Übertragungsnetzes entstehen [2] [54]. Somit ist insbesondere in Situationen mit einer

hohen Windenergieeinspeisung mit einem hohen Bedarf an Redispatchmaßnahmen zu rechnen.

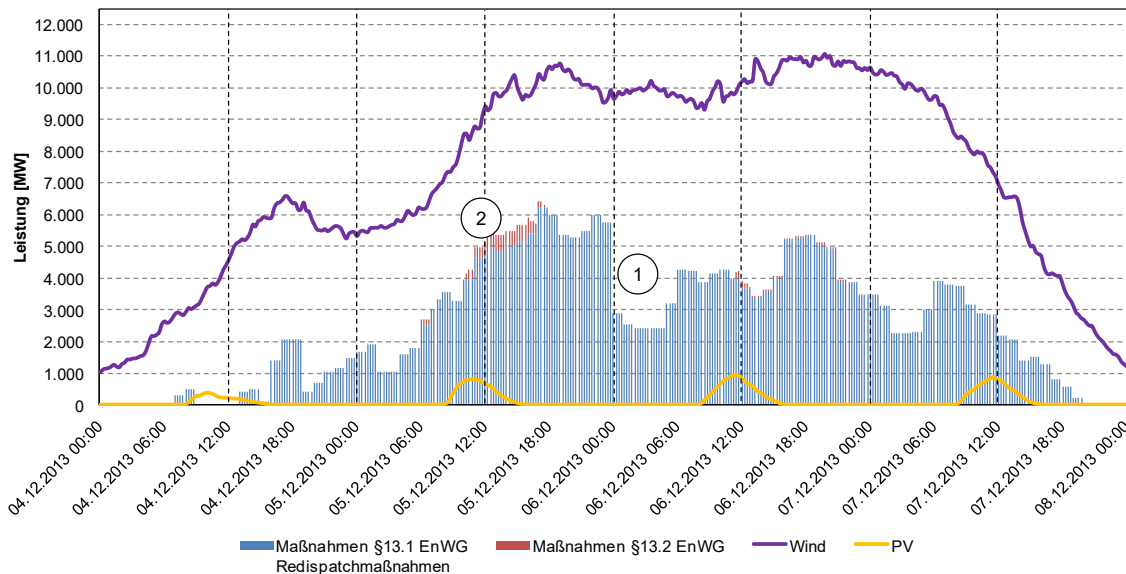


Abbildung 10: Beispiel Engpassmanagement und eingespeiste Wirkleistung (auf Basis von [53] [44])

Abbildung 10 zeigt den Leistungsverlauf von durchgeführten Redispatchmaßnahmen (blau) während eines Sturmtiefs im Dezember 2013 in der 50Hertz Regelzone. Der Lastfluss ist hier durch die hohe Windenergieeinspeisung (Leistungsverlauf lila) geprägt. Trotz der annähernd konstanten Einspeisung der Windenergie während der gesamten Zeit, sinkt der Redispatchbedarf zwischenzeitlich auf 3.000 MW (06.12.2013 00:00 Uhr Zeitpunkt ①). Hier ist erkennbar, dass die Redispatchmaßnahmen wesentlich durch die Lastflüsse zwischen den Regelzonen bestimmt werden. Da in der Nachtperiode aufgrund der geringen Last jeweils deutlich weniger Energie in Süd- und Westdeutschland verbraucht wird, bzw. weniger vertraglich gebundene Leistungslieferungen stattfinden, sinkt auch die Belastung der Übertragungsleitungen, was in einem Absinken der erforderlichen Redispatchleistung resultiert. Weiterhin ist in Abbildung 10 erkennbar, dass zusätzlich zu den Redispatchmaßnahmen von im Maximum annähernd 6.000 MW weitere Maßnahmen zur Gewährleistung der Netzsicherheit im Rahmen von Notfallmaßnahmen nach §13(2) EnWG durchgeführt werden mussten (Zeitpunkt ②, rot) (vgl. Abschnitt 3.3.2). Zu diesen Zeitpunkten hat die geplante Leistung zur Entlastung des Engpasses nicht ausgereicht, sodass kurzfristig zusätzliche Leistung zur Reduzierung angewiesen werden musste. Dies zeigt auch, dass zu bestimmten Zeitpunkten auch die zweite Eskalationsstufe (vgl. Abbildung 4) im Engpassmanagementsystem notwendig wird.

Die zukünftige Entwicklung von Redispatchmaßnahmen kann mithilfe von Modellbetrachtungen abgeschätzt werden. Die Höhe der jährlich zu regelnden Energie und die dabei entstehenden Kosten hängen vom Ausbau der erneuerbaren Energien, der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks und dem Ausbau des Übertragungsnetzes ab. Bei der Dimensionierung der Reservekraftwerke in Deutschland wird bis Winter 2017/2018 mit einer Steigerung des Redispatchbedarfs gerechnet [54].

Anhand eines vereinfachten Modells kann abgeschätzt werden, welche jährlichen Redispatchmengen und Kosten sich für jeweils ein Szenario ohne fortschreitenden Netzausbau und einem Szenario mit Umsetzung der im Netzentwicklungsplan (NEP) [2] vereinbarten Netzausbauprojekte im Übertragungsnetz ergeben [55]. Durch die Berücksichtigung des Netzausbaus kann in der Modellberechnung gezeigt werden, dass sowohl die Redispatcharbeit, als auch die Gesamtkosten für die Maßnahmen perspektivisch sinken. Demgegenüber stehen die Kosten für den Netzausbau. Insgesamt zeigt sich dass hier der Netzausbau gegenüber einer alleinigen Anwendung von Engpassmanagementmaßnahmen die kostengünstigste Lösung ist[55].

Um auch in Zukunft ein verfügbares Redispatchpotential aufrechtzuerhalten, werden insbesondere im süddeutschen Raum Reservekraftwerke (ausschließlich sogenannte Netzreserve; vgl. Abschnitt 3.2.1) vorgehalten. Für das Winterhalbjahr 2015/2016 wurde ein Reservekraftwerksbedarf für die Netzreserve von 6.700 MW bis 7.800 MW identifiziert. Der Bedarf lag dabei fast doppelt so hoch wie im Winter 2014/2015 mit 3.091 MW [56] [35]. Der genaue Bedarf ist abhängig vom Standort der jeweiligen Reservekraftwerke. Für die Jahre 2016/2017 wird ein Reservekraftwerksbedarf für Redispatch 6.600 MW bis 7.700 MW ausgewiesen. Das Ergebnis der Ermittlung des Bedarfs für die weiteren Jahre hängt dann auch davon ab, ob für Deutschland und Österreich eine gemeinsame Preiszone bestehen bleibt [35]. Die Kraftwerke der sogenannten Kapazitätsreserve bzw. Sicherheitsbereitschaft sind nicht relevant für die Analyse von Redispatchmaßnahmen.

Ein weiterer Untersuchungsschwerpunkt bezüglich Redispatchmaßnahmen betrifft die zukünftige praktische Umsetzung der Maßnahme. Wie bereits im Abschnitt 3.2.1 dargestellt, ist mit einer deutlichen Reduzierung der installierten Leistung und Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke zu rechnen. Unter Berücksichtigung der heutigen Vorgehensweise stellt sich die Frage, ob Redispatch mit den bestehenden und in Betrieb befindlichen Kraftwerken erfolgreich durchgeführt werden kann. In der Folge könnte ein Bedarf an weiteren Reservekraftwerken resultieren. Weiterhin besteht Klärungsbedarf in der Kosteneffizienz der Redispatchmaßnahme. Sind konventionelle Kraftwerke in Engpassnähe

nicht mehr verfügbar, besteht die Möglichkeit Kraftwerke mit einer geringeren Sensitivität in größerer Entfernung zum Engpass bzw. höheren Kosten zu verwenden. Daraus resultieren eine geringere Effektivität der Maßnahme sowie eine Steigerung der Gesamtkosten.

Steht effektiv nicht mehr genug Redispatchpotential zur Verfügung, muss der Engpass schlussfolgernd mit einer „Notfallmaßnahme“ entlastet werden, wobei hier nur Erzeugungsleistung reduziert werden kann. Dies hat zur Folge, dass sich prinzipiell ein bilanzielles Ungleichgewicht für die Zeitdauer der Maßnahme einstellt (vgl. Abschnitt 3.3.3). Bei einer Beibehaltung der aktuellen Vorgehensweisen ist somit mit einer weiteren Steigerung von „Notfallmaßnahmen“ nach §13(2) EnWG zum Engpassmanagement im Übertragungsnetz mit einer Umsetzung der Leistungsreduzierung im Verteilnetz zu rechnen.

3.3.2 Analyse Notfallmaßnahmen

Wie bereits im Abschnitt 2.1.1 erläutert, bilden die sogenannten Notfallmaßnahmen nach §13(2) EnWG [1] eine weitere Möglichkeit und Eskalationsstufe zur Gewährleistung der Netzsicherheit im Übertragungs- und Verteilnetz. Durch den ÜNB werden bei strom- oder spannungsbedingten globalen Engpässen Notfallmaßnahmen dann ergriffen, wenn geplante Redispatchmaßnahmen nicht ausreichen, die Netzsicherheit aufrecht zu erhalten (vgl. Abbildung 4). Hierzu wird Erzeugungsleistung im Übertragungsnetz direkt durch den ÜNB angesteuert oder Leistungsanforderungen werden im Rahmen der Kaskade an nachgelagerte VNB weitergegeben, welcher dann die Umsetzung der Wirkleistungsanpassung realisiert. Bei Bedarf ist auch die Einbindung weiterer nachgelagerter VNB in der Kaskade notwendig [7] [8]. Analog zur Entwicklung von Redispatchmaßnahmen wird nachfolgend auch die Entwicklung der abgeregelten elektrischen Arbeit im Rahmen von Notfallmaßnahmen für den ÜNB 50Hertz und einen regionalen VNB untersucht.

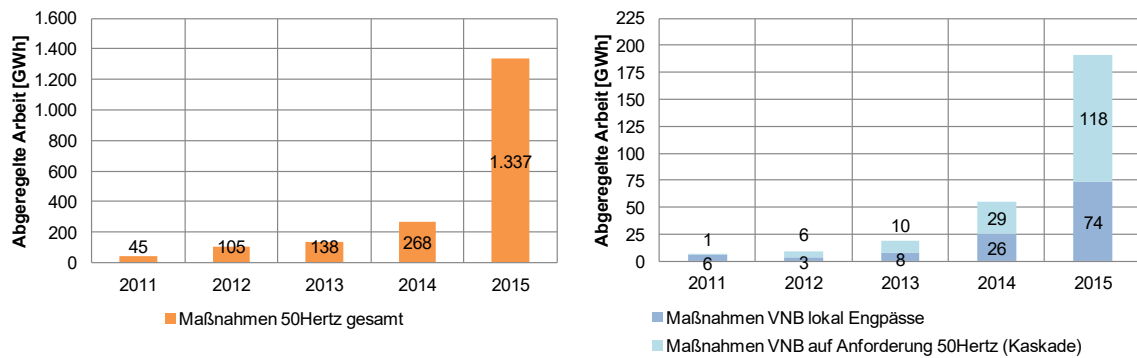


Abbildung 11: Abgeregelte Arbeit 50Hertz und regionaler VNB (auf Basis von [45] [57])

Abbildung 11 zeigt einen deutlichen Anstieg der abgeregelten Mengen in den letzten Jahren. Die Begründung liegt im Ausbau der Erzeugungsleistung auf Basis von Wind und PV (vgl. Abschnitt 3.2.1) und dem weiter zeitlich nacheilenden Netzausbau. Die abgeregelte Arbeit in der 50Hertz-Regelzone (Abbildung 11, links) stellt dabei die Gesamtsumme aller Notfallmaßnahmen sowohl mit Ursache im Übertragungsnetz, als auch im Verteilnetz dar. Für den beispielhaft untersuchten regionalen VNB sind in Abbildung 11 (rechts) sowohl die Maßnahmen zur Beherrschung der lokalen Engpässe als auch die Maßnahmen dargestellt, welche als Aufforderung des vorgelagerten ÜNB im Rahmen der Kaskade durchgeführt werden mussten. 2015 wurde in Gesamtdeutschland 4.722 GWh im Rahmen von Maßnahmen nach §13(2) EnWG reduziert, um Engpässe zu vermeiden [58]. Dabei wurden rund 93% aller Maßnahmen zum Einspeisemanagement im Verteilnetz durchgeführt. Es zeigt sich, dass die Anzahl der Maßnahmen und die abgeregelte Arbeit in den letzten Jahren stark angestiegen ist und unter Berücksichtigung des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien weiter steigen wird (vgl. Abschnitt 3.2.1). Bei der genauen Analyse von lokalen Netzabschnitten und einzelnen Engpässen wird deutlich, dass diese Engpässe vor allem durch klassischen Netzausbau (vgl. Abschnitt 3.2.3) gelöst werden können. Bei weiterer Verzögerung des Netzausbaus gegenüber dem Ausbau der lokalen Erzeugungsleistung können allerdings weitere Netzengpässe entstehen und sich der Bedarf zur Anwendung von Notfallmaßnahmen weiter verstärken.

Ein neuer netzplanerischer Aspekt bei der Anwendung von Engpassmanagementmaßnahmen kommt mit der Einführung der Spitzenkappung mit einer Umsetzung von operativen netzbetrieblichen Maßnahmen zum Tragen [47] [59]. Derzeit wird das Netz für die Aufnahme der gesamten Erzeugungsleistung ausgelegt, wobei Engpassmanagementmaßnahmen vor allem aufgrund der zeitlichen Verzögerung zwischen Ausbau der Erzeugung und dem Netzausbau resultieren (vgl. Abschnitt 2.1.1). Im Gegensatz dazu kann bei einer Anwendung der Spitzenkappung bis zu 3% der Jahresenergie im Rahmen von Ein-

speisemanagementmaßnahmen (Notfallmaßnahmen) operativ abgeregelt werden, ohne das Netz für die maximale Einspeiseleistung auszubauen. Dabei wird das Netz bereits in der Planung nicht für die Einspeisung der gesamten erzeugten Leistung ausgelegt. Die Folge ist, dass Engpässe dauerhaft vorhanden sind und somit Notfallmaßnahmen in bestimmten Netzabschnitten permanent durchgeführt werden müssen. Diese dauerhafte Einschränkung ist auch bei der Bereitstellung und Verfügbarkeit von SDL zu beachten.

Die Umsetzung von Notfallmaßnahmen im operativen Netzbetrieb ist derzeit vor allem durch kurze Entscheidungs- und Reaktionszeiten geprägt. Innerhalb von in der Regel 5 - 10 Minuten [7] wird ein Netzzustand erfasst, Engpässe werden erkannt und Maßnahmen umgesetzt. Das NSM-System lässt sich somit auch als eine Echtzeit-Engpassvorhersage mit Berücksichtigung der aktuellen Messwerte und Netzzustände beschreiben [60]. Die Berücksichtigung der Leistungsgradienten im Netzbetrieb gewinnt dabei zunehmend an Bedeutung, da nicht nur die natürliche Fluktuation von dargebotsabhängigen Energieträgern ansteigt, sondern auch die aktive externe Steuerung der Anlagen durch Marktteilnehmer oder andere Akteure zunehmend durchgeführt wird.

Die Umsetzung von Notfallmaßnahmen des VNB ist mit den Maßnahmen des ÜNB zu koordinieren. Werden z.B. Notfallmaßnahmen für ÜNB-Engpässe im gleichen Netzabschnitt umgesetzt, in dem auch Maßnahmen aufgrund von lokalen Engpässen des VNB notwendig werden, ist ein Nachregeln bzw. Gegenregeln im Normalfall zu vermeiden [7]. Da die Umsetzung der Kaskade in der Verantwortung der Betriebsführung des VNB stattfindet wird hier bereits eine zentrale Koordination mit einer klaren Aufteilung der Verantwortlichkeiten durchgeführt. Bei der zeitgleichen Ausführung von Wirkleistungsanpassungen durch Direktvermarkter und Notfallmaßnahmen des VNB findet derzeit keine Koordination statt.

Wenn EZA aufgrund von lokalen Netzengpässen abgeregelt werden, besteht die Problematik, dass die Energie am Strommarkt nicht genutzt werden kann und an anderer Stelle beschafft werden muss. Weiterhin können dann auch bestimmte SDL wie z.B. Blindleistung oder Regelleistung unter bestimmten Voraussetzungen nicht bereitgestellt werden, da hierfür zum Teil eine Mindesteinspeisung der EZA notwendig ist. Für die Regelleistungsbereitstellung von EZA ergeben sich bei einer vorrangigen Abregelung aufgrund des NSM Konflikte bei der Vorhaltung von Regelleistung des jeweiligen Anlagenbetreibers bzw. Poolbetreibers, welche derzeit mit abgesicherter Leistung des Vermarkters ausgeglichen wird.

Die Verfügbarkeit der EZA ist demnach eine wichtige Komponente bei der Bereitstellung von SDL. Schlussfolgernd ist auch durch die Erhöhung der Akteursvielfalt und der netzplanerischen Aspekte (z.B. Spitzenkappung [59]) mit einer Zunahme der Komplexität bei der Anwendung von Notfallmaßnahmen zu rechnen.

3.3.3 Bilanzieller Ausgleich von Wirkleistungsanpassungen

Engpassmanagementmaßnahmen verursachen grundsätzlich eine Leistungsdifferenz im Gesamtsystem. Bei Redispatchmaßnahmen (marktbezogene Maßnahmen nach §13(1) EnWG) wird die Differenz bei einer Reduzierung der Erzeugungsleistung zur Engpassentlastung durch eine Erhöhung von Erzeugungsleistung an einer anderen Stelle im Netz ausgeglichen, sodass das System bilanziell ausgeglichen bleibt. Bei Einspeisemanagementmaßnahmen nach §13(2) EnWG (Notfallmaßnahmen) insbesondere in Verbindung mit §14 EEG, welche vor allem durch den VNB für Engpässe im Verteilnetz oder als Aufforderung des ÜNB für Engpässe im Übertragungsnetz durchgeführt werden, ist kein bilanzieller Ausgleich vorgesehen. Da diese Maßnahmen auf operativen kurzfristigen Entscheidungen basieren, besteht nicht genügend zeitlicher Vorlauf um den bilanziellen Ausgleich im Vorfeld einzuplanen. Zur Ausregelung der sich ergebenden Wirkleistungsabweichungen bei Einsatz dieser Maßnahmen kommt das Ausgleichsenergiesystem zur Anwendung. Abbildung 12 zeigt die physikalischen, organisatorischen und finanziellen Wechselwirkungen im Ausgleichsenergiesystem.

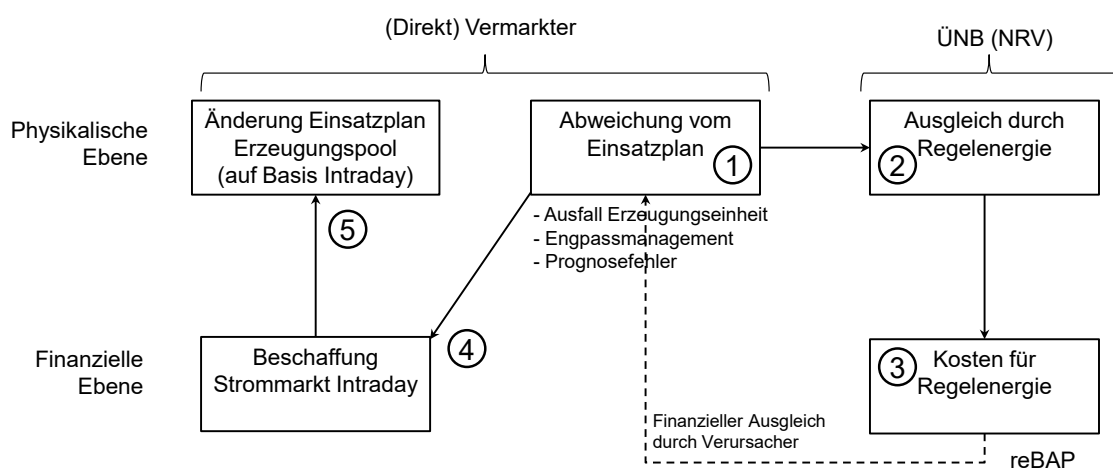


Abbildung 12: Prinzipdarstellung des Ausgleichsenergiesystems (auf Basis von [61])

Tritt eine Abweichung vom Einsatzplan, z.B. durch ungeplante Nichtverfügbarkeiten oder Prognoseabweichungen auf ①, wird die Abweichung zunächst physikalisch durch Regelernergie ausgeglichen ②. Die Kosten für diesen Ausgleich trägt der Verursacher der

Leistungsänderung im Rahmen des Ausgleichsenergiepreissystems mit dem regelzonenübergreifenden, einheitlichen Ausgleichsenergiepreis (reBAP) ③. Der Vermarkter hat dann die Möglichkeit, über den Intraday-Strommarkt die Abweichung zu beschaffen ④, um einen ausgeglichenen Bilanzkreis herzustellen. Dies führt dann zu einer Änderung der Einsatzpläne des Erzeugungspools ⑤.

Da der Vermarkter im Ausgleichsenergiesystem die Kosten für die Ausgleichsmaßnahmen tragen muss, ist er bestrebt, Änderungen im eigenen Bilanzkreis aufgrund von Engpassmanagementmaßnahmen bereits im Vorfeld einzuplanen. Derzeit wird dies bereits vereinzelt von einigen Vermarktern auf Basis von Prognosen durchgeführt, vor allem mit dem Hintergrund der Vermeidung bzw. Reduzierung der Ausgleichsenergiekosten. Eine andere Möglichkeit besteht darin, analog zum Redispatchprozess, den Vermarkter aus der Verpflichtung zum Bilanzausgleich herauszunehmen und in einem einheitlichen Verfahren Gegenmaßnahmen zu ergreifen [60] (vgl. Abschnitt 2.1.1). Bei einer Wirkleistungsreduzierung ist somit an anderer Stelle im System eine Erhöhung der Wirkleistung anzuweisen.

Verursacht eine Leistungsänderung eine direkte Änderung der Frequenz im Gesamtsystem, ist ein Ausgleich durch Regelleistung notwendig. Wird eine Reduzierung von Erzeugungsleistung aufgrund eines lokalen Engpasses genau dann durchgeführt, wenn die Regelzone überspeist ist, kann diese Leistungsänderung allerdings auch systemstützend wirken. Weiterhin können Einspeisemanagementmaßnahmen, soweit sie im Vorfeld mit Leistung und Zeit bekannt sind, durch die Vermarkter im Bilanzkreis eingeplant werden, wodurch die Maßnahme keinen Einfluss auf die Systembilanz hat.

Ein einheitliches Vorgehen, wie Einspeisemanagementmaßnahmen nach §13(2) EnWG bilanziell und energetisch behandelt werden müssen, existiert derzeit nicht. Insbesondere ist nicht festgelegt, wie die abgeregelte Energie anderweitig beschafft werden soll und welche Informationen zu Maßnahmen an welche Akteure übermittelt werden müssen. Daher wird eine Änderung der bilanziellen und energetischen Behandlung von Einspeisemanagementmaßnahmen diskutiert. Mit der Eröffnung eines Festlegungsverfahrens der Bundesnetzagentur (BK6-13-049) sollen klare Regelungen und Verfahrensweisen geschaffen werden [62].

Im Folgenden werden die technischen Wirkungen von Einspeisemanagementmaßnahmen und das vorläufige Zielmodell des Festlegungsverfahrens (BK6-13-049) hinsichtlich der Anforderungen an ein zukünftiges Engpassmanagementsystem, insbesondere mit Sicht

auf den VNB analysiert und bewertet. Da ein Großteil der Wirkung von Einspeisemanagementmaßnahmen im Verteilnetz stattfindet, ist die Einbindung des VNB in ein einheitliches System zum bilanziellen Ausgleich unbedingt erforderlich.

Aus den Untersuchungen im Rahmen des Festlegungsverfahrens BK6-13-049 [62] [63] ist zu schlussfolgern, dass zunächst kein Zusammenhang zwischen der Über- bzw. Unterspeisung einer Regelzone und dem Auftreten von Einspeisemanagementmaßnahmen besteht. Die These, dass bei hohem Bedarf an Anpassungsmaßnahmen mittels Einspeisemanagement gleichzeitig eine Regelzone generell überspeist ist und somit schlussfolgernd eine Reduzierung von Erzeugungsleistung zu einer Entlastung der bilanziellen Situation führen kann, lässt sich nicht bestätigen. Das heißt, dass Einspeisemanagementmaßnahmen auch mit einem Abruf positiver Regelleistung zusammenfallen können. Die ausgewerteten Daten von Maßnahmen ausgewählter ÜNB und VNB [63] zeigen, dass nur sehr geringe punktuelle Abweichungen beim Regelleistungsabruf in der Regelzone bzw. im NRV bei Einspeisemanagementmaßnahmen zu erkennen sind. Insbesondere Maßnahmen der VNB im Bereich mehrerer hundert Megawatt haben bisher keinen Einfluss auf die Aktivierung von Regelleistung im Vergleich zu der sonst üblichen Volatilität des Regelleistungsabrufs. Für ausgewählte Zeiträume in den Jahren 2015/2016 wird nachfolgend im Rahmen dieser Arbeit die Untersuchung nach [63] validiert.

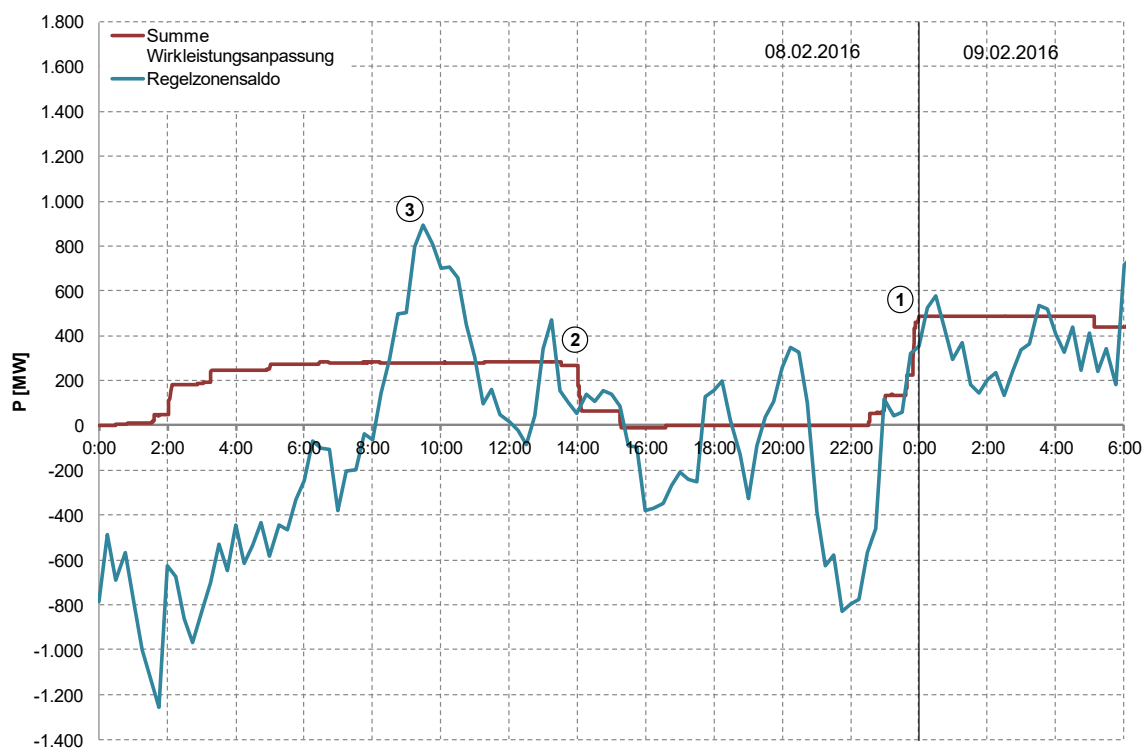


Abbildung 13: Beispiel Einfluss von Engpassmanagement auf die Systembilanz (auf Basis von [64])

Im Leistungsverlauf in Abbildung 13 ist für einen ausgewählten Zeitraum vom 08.02. und 09.02.2016 sowohl die abgesenkte Leistung in einem begrenzten Verteilnetzgebiet aufgrund von Engpassmanagementmaßnahmen (rot) als auch das Regelzonensaldo in der betrachteten Regelzone (blau) dargestellt. Die Ursache für die Durchführung der Einspeisemanagementmaßnahme liegt dabei im Übertragungsnetz. Während sich einige Leistungsabsenkungen sowohl zeitlich als auch in der Leistungshöhe im Regelzonensaldo widerspiegeln ①, ist zu anderen Zeitpunkten kein Zusammenhang feststellbar (z.B. ②). Außerdem wird in der Auswertung erkennbar, dass weitere Effekte auf die Systembilanz existieren ③. Dies ist vor allem mit den verschiedenen anderen Einflussfaktoren auf die Frequenz zu begründen (vgl. Abschnitt 2.1.2). Es zeigt sich aber, dass Leistungsänderungen aufgrund von zum Teil ungeplanten Maßnahmen lokaler Engpässe durchaus einen Einfluss auf das Regelzonensaldo haben können. Um den Einfluss einzelner Einspeisemanagementmaßnahme auf die Systembilanz zu reduzieren, ist eine Weiterentwicklung des Systems der Engpassbewirtschaftung notwendig.

Für das Festlegungsverfahren BK6 13-049 werden zwei Zielmodelle für eine energetische Berücksichtigung von Einspeisemanagementmaßnahmen vorgeschlagen [63]. Im Modell „Dezentraler Ausgleich“ werden die entsprechenden Fehlmengen durch den Vermarkter bzw. Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) beschafft und ausgeglichen. Im zweiten Modell „Gezielter Ausgleich“ hat der ÜNB analog zum Redispatchprozess die Verantwortung für die Organisation des energetischen Ausgleichs. Abgeregelte Mengen müssen dann grundsätzlich, unabhängig vom Ort des Engpasses und der Umsetzung der Leistungsreduzierung, energetisch durch den ÜNB ausgeglichen werden. Hierzu ist eine rechtzeitige Meldung der abgeregelten Mengen an den ÜNB notwendig, welcher dann durch Festlegung von Ausgleichsfahrplänen einen Bilanzausgleich organisiert. Grundsätzlich müssen gemäß dem Zielmodell auch Maßnahmen des VNB durch den ÜNB energetisch ausgeglichen werden. Die Kosten des Ausgleichs werden dem verursachenden Netzbetreiber zugeordnet, wobei eine regulatorische Anerkennung zulässig ist [63].

Anhand aktueller Untersuchungen wird abgeleitet, dass ein bilanzieller, energetischer Ausgleich von Einspeisemanagementmaßnahmen des ÜNB und des VNB in der Zukunft notwendig sein wird (vgl. Abbildung 13). Die Organisation dieses Ausgleichs über die ÜNB ist sinnvoll, da auch die übergeordnete Verantwortung für die Systemführung bezüglich Regelleistungserbringung und Koordination von weiteren Maßnahmen im Übertragungsnetz (z.B. Redispatch) liegen.

Für die Einführung eines bilanziellen Ausgleichs ist eine Weiterentwicklung der Informations- und Koordinationsprozesse insbesondere zwischen VNB und ÜNB notwendig. Für eine umfassende Betriebsplanung im Gesamtsystem ist nicht nur eine Erfassung und Übermittlung von Informationen zu aktuell abgeregelten Mengen, sondern auch eine entsprechende Prognose der zu erwarteten Maßnahmen notwendig. Die vorausschauende Planung von Gegenmaßnahmen für eine ausgeglichene Systembilanz bietet den Vorteil, dass auch im Moment der Maßnahme kein bzw. nur ein sehr geringer Bedarf an Regelleistung notwendig ist und somit die Beherrschung von kritischen Systemsituationen verbessert wird.

3.3.4 Analyse von Leistungsgradienten im Netzbetrieb

Jede Leistungsänderung im elektrischen System bildet über einen festgelegten Zeitraum einen Leistungsgradienten. Leistungsgradienten sind aus Sicht des Netzbetriebs in aktive und passive Leistungsgradienten zu unterscheiden. Passive Leistungsgradienten treten vor allem durch die fluktuierende Erzeugung von Windenergie und PV sowie durch Änderungen von elektrischen Lasten auf. Als aktive Leistungsgradienten werden nachfolgend Leistungsänderungen bezeichnet, welche aus einem aktiven Eingriff bzw. einem aktiven Steuersignal resultieren. Hierzu zählen Leistungsänderungen aufgrund von Schaltungen im Netz, Ausfällen von Elementen sowie Leistungsregelungen aufgrund von Engpassmanagementmaßnahmen oder der Regelleistungsbereitstellung.

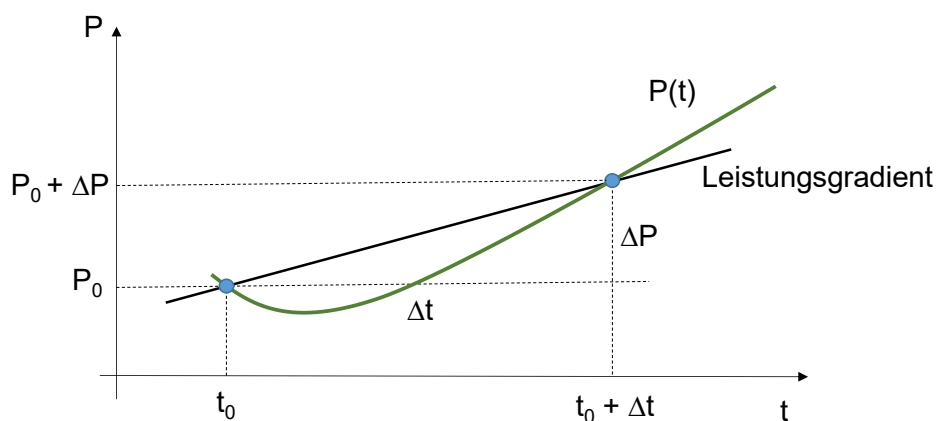


Abbildung 14: Bestimmung von Leistungsgradienten [27]

Der Leistungsgradient $\Delta P / \Delta t$ berechnet sich als Differenzenquotient der Leistungs- und Zeitdifferenz im betrachteten Zeitraum [27].

$$\frac{\Delta P}{\Delta t} = \frac{P(t_0 + \Delta t) - P(t_0)}{\Delta t} \quad (1)$$

Für ein Engpassmanagement im Rahmen von Notfallmaßnahmen (vgl. Abschnitt 3.3.2) ist eine Netzzustandsbewertung im Gesamtsystem sowie eine dafür notwendige Erfassung und Verarbeitung von Netzkenngößen (Messwerten) notwendig. Bei der Verwendung von zum Teil automatischen Netzberechnungsfunktionen im Netzleitsystem werden die Netzkenngößen zu einem Zeitpunkt erfasst und innerhalb einer Berechnungszeit verarbeitet. Resultieren aus der Netzzustandsbewertung Maßnahmen zum Engpassmanagement z.B. für eine Absenkung von Erzeugungsleistung, so wird weitere Zeit für die Prüfung, Übermittlung und Umsetzung der Maßnahmen benötigt. Die Gesamtzeit (t_{NSM}) zur Umsetzung einer Maßnahme setzt sich somit aus folgenden einzelnen Zeiten zusammen [27]:

- t_1 - Übermittlung der Messwerte an die Netzleitstelle
- t_2 - Aufnahme des Netzzustandes
- t_3 - Netzberechnung und Ermittlung der Leistungsanpassung
- t_4 - Übermittlung der Leistungsanforderung
- t_5 - Umsetzung der Leistungsanforderung

Gemäß [65] ist die Umsetzung einer Leistungsanforderung des Netzbetreibers an einer EZA mit einer Geschwindigkeit von mindestens 20% P_n pro Minute durchzuführen. Somit ist die maximale Zeit für die Umsetzung einer Leistungsanforderung von 100% P_n mit 5 Minuten anzunehmen. Die ausgewiesenen Zeiten t_1 bis t_4 können je nach Ausstattung des Leitsystems innerhalb weniger Sekunden umgesetzt werden, wobei in Zukunft bei komplexer werdenden Systemen und umfangreicheren Eingangsgrößen diese Zeiten ansteigen können. Die Umsetzung der Leistungsanforderung durch die EZA (t_5) kann dagegen in der Praxis häufig schneller als 5 Minuten umgesetzt werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass in einem Zeitraum von $t_{\text{NMS}} = 5 \text{ min}$, eine Maßnahme vollständig identifiziert und umgesetzt ist. Somit ergibt sich nach $\Delta t = 5 \text{ min}$ ein neuer Netzzustand, welcher im System bewertet werden kann.

Grundsätzlich wird eine geringe Gesamtzeit des Prozesses angestrebt, wobei hier technologische Grenzen insbesondere bei der Umsetzung von Leistungsänderungen aufgrund des Verhaltens der aktiven Elemente existieren. Um die Gesamtzeit in der Engpassidentifizierung zu berücksichtigen, werden in der konkreten Erkennung von Parameterüberschreitungen Schwellwerte bzw. Reserven festgelegt, so dass bei Überschreitung dieses Schwellwertes bereits Maßnahmen eingeleitet werden können. Das Problem hoher Leistungsgradienten besteht in der frühzeitigen Erkennung kritischer Situationen und der rechtzeitigen Ergreifung von Gegenmaßnahmen. Wird zu einem Zeitpunkt eine Überschreitung des festgelegten Schwellwertes erkannt und die beschriebenen Maßnahmen

zur Entlastung des Engpasses eingeleitet, so besteht bei einer weiteren hohen Leistungsänderung im Zeitraum der Maßnahmenumsetzung (t_{NMS}) die Gefahr, dass in kurzer Zeit der tatsächliche Grenzwert der thermischen Belastbarkeit überschritten wird.

Unter Berücksichtigung der im Abschnitt 3.2.1 aufgezeigten Entwicklungen stellt sich die Frage, inwieweit das derzeitige System des Engpassmanagements bei einer weiteren Steigerung von Leistungsgradienten den Anforderungen an einen sicheren Netzbetrieb gerecht wird. Sowohl aufgrund der volatilen Erzeugung als auch durch extern getriggerte Wirkleistungsanpassungen, z.B. aufgrund der Ansteuerung durch die Direktvermarkter oder die Regelleistungsbereitstellung von dezentralen EZA, wird eine weitere Steigerung der Leistungsgradienten erwartet.

Um die Problematik hoher Leistungsgradienten für verschiedene Lastsituationen zu quantifizieren, wird nachfolgend eine Methodik zur statistischen Auswertung von Leistungsgradienten vorgestellt, auf deren Basis auch ein Vergleich realer Leistungsverläufe mit synthetischen Netzberechnungen möglich ist. Eine im Vorfeld durchgeführte Analyse im Rahmen dieser Arbeit hat gezeigt, dass eine Auswertung von Leistungsverläufen von zusammenhängenden langen Zeiträumen (z.B. ein Jahr) keine statistisch auswertbaren und dem beschriebenen Problem darstellbaren Ergebnisse liefert, da die größte Anzahl von Werten im Bereich sehr geringer Leistungsgradienten vorhanden ist. Leistungsgradienten in kritischen Netzsituationen können aufgrund der sehr geringen Anzahl des Auftretens somit in der Gesamtbetrachtung nicht berücksichtigt werden. Ein sicherer Netzbetrieb geht allerdings davon aus, dass auch diese Extremsituationen beherrscht werden müssen. Daher werden in einer ersten Analyse realer Betriebsmittelbelastungen zunächst Leistungsverläufe von ausgewählten Tagen mit einer hohen Belastung und überdurchschnittlich hohen Leistungsänderungen ausgewertet. Nachfolgend sind beispielhaft die Leistungsgradienten einer 110-kV-Leitung für einen ausgewählten Tag mit hoher Belastung dargestellt.

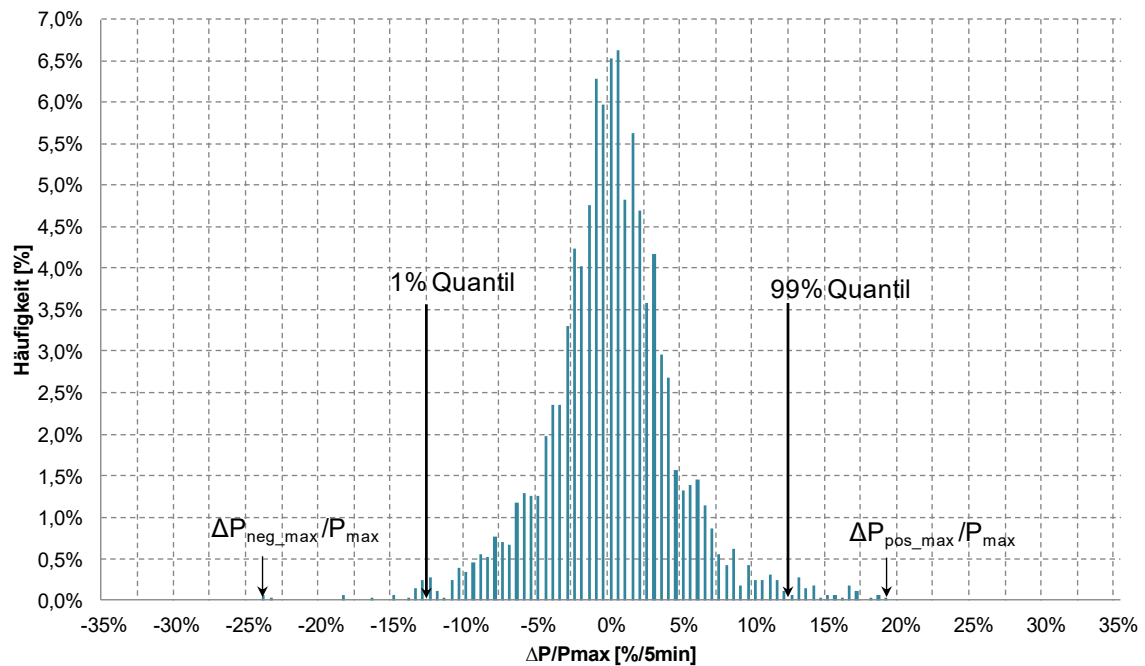


Abbildung 15: Häufigkeitsverteilung $\Delta P/P_{\max}$ einer ausgewählten 110-kV-Leitung

Abbildung 15 zeigt die Häufigkeitsverteilung der 5-Minuten Leistungsgradienten aller 30s-Messwerten der Wirkleistung eines Tages (08.02.2016) berechnet nach Formel (1) für eine ausgewählte 110-kV-Leitung. Der relative Wert des Leistungsgradienten bezieht sich dabei auf den maximal aufgetretenen Wert (P_{\max}) im Betrachtungszeitraum. Somit ist ein Vergleich verschiedener Betriebsmittel mit unterschiedlichen Grenzbelastungen möglich. Es ist erkennbar, dass der Großteil der Werte um den Mittelwert von 0% $\Delta P/P_{\max}$ liegt. Für einen allgemeingültigen Vergleich werden weitere statistische Kenngrößen ermittelt (vgl. Abbildung 15)

- Mittelwert
- Maximaler positiver und maximaler negativer Leistungsgradient ($\Delta P_{\text{pos_max}}$ $P_{\text{neg_max}}$)
- 1% Quantil (linker Rand) und 99% Quantil (rechter Rand) der Häufigkeitsverteilung
- Standardabweichung s

Das 1%-Quantil sowie die maximalen Werte der Leistungsgradienten geben eine Aussage über die konkreten problematischen Situationen. Daher wird im Sinne eines worst-case Ansatzes jeweils das 1%-Quantil für eine solche Abschätzung gewählt. Die Anwendung von größeren Quantilen (z.B. 36%-Kriterium) ist hier nicht sinnvoll, da sonst zu viele für den Netzbetrieb unkritische Leistungsgradienten angezeigt werden. Die Standardabweichung der Häufigkeitsverteilung zeigt ansatzweise die Form der Verteilung. Eine höhere Standardabweichung bedeutet somit eine höhere Abweichung der Werte von dem Mittel-

wert und somit eine breitere Verteilung der Werte gegenüber einer Verteilung mit einer stärkeren Konzentration der Werte um den Mittelwert.

Anhand der Auswertung der Leistungsgradienten ist die beschriebene Problemstellung einer nicht erkennbaren Überschreitung von Grenzwerten innerhalb eines Zeitraums von 5 Minuten aufgrund von hohen Leistungsgradienten zu bewerten. Diese kann genau dann auftreten, wenn 5-Minuten-Leistungsgradienten existieren, welche größer sind als die Differenz zwischen dem maximalen Belastungsstrom eines Elementes und dem Schwellwert für die Auslösung des NSM. Hohe Leistungsgradienten im Normalbetrieb führen allerdings nicht zwangsläufig zu der beschriebenen Problemstellung, da die Belastung des Elementes meist unterhalb der maximalen Belastung liegt. Daher werden im Vorfeld Tage mit einer hohen Belastung zur Bewertung der Problematik ausgewählt.

Da in der Praxis unterschiedliche Strategien bei der Anwendung des NSM je nach Spannungsebene und Netzbetreiber zum Einsatz kommen, können keine allgemeingültigen Schwellwerte in der nachfolgenden Bewertung angenommen werden. Bei einer Berücksichtigung des (n-1)-Zustandes ist grundlegend von einer Reserve zum Ist-Zustand der aktuellen Strombelastbarkeit auszugehen. Daher kann bei Verwendung dieser NSM-Strategie ein hoher Schwellwert für den beobachteten Strom der (n-1)-Ausfallrechnung verwendet werden. In einem NSM-System, in dem keine (n-1)-Ausfallberechnung durchgeführt wird und somit der aktuelle Belastungsstrom die Basis für eine Bewertung darstellt, müssen geringere Schwellwerte bzw. größere Reserven eingeplant werden. Die Festlegung des Schwellwertes hängt weiterhin auch davon ab, wie im Netzbetrieb mit bewussten Überlastungszuständen durch die Ausnutzung der thermischen Zeitkonstanten der Betriebsmittel umgegangen wird. Da bereits im Rahmen von innovativen Betriebskonzepten, wie z.B. beim Freileitungsmonitoring, diese thermischen Eigenschaften ausgereizt werden, ist generell eine bewusste Ausnutzung der thermischen Zeitkonstanten zu vermeiden.

In der nachfolgenden Beschreibung werden folgende Formelzeichen verwendet:

P_{\max} - im betrachteten Zeitraum maximal aufgetretener Leistungswert

P_{Ltg} - Wirkleistung einer ausgewählten 110-kV-Leitung

P_{EZA} - Wirkleistung an einer einzelnen Erzeugungsanlage

P_{NSM} - Schwellwert zur Aktivierung von NSM-Maßnahmen

Bei der Auswertung von realen Leistungsverläufen mit Anwendung von NSM-Maßnahmen im Rahmen dieser Arbeit hat sich gezeigt, dass in der Praxis ein Schwellwert von

$P_{\text{NSM}} / P_{\text{max}} = 85\%$ des Betriebsmittels verwendet wird, um die beschriebenen Reserven zu berücksichtigen. Dieser Wert bildet nachfolgend die Grundlage für die Bewertung von Leistungsgradienten hinsichtlich der beschriebenen Problemstellung. Um eine Belastung von $P_{\text{Ltg}} / P_{\text{max}} > 100\%$, auch in kurzen Zeiträumen von 5 Minuten, zu vermeiden, ergibt sich somit ein maximaler Leistungsgradient von $\Delta P_{\text{Ltg}} / P_{\text{max}} = 15\%$, welcher in der weiteren Betrachtung als Bezugspunkt angesetzt wird. Bei häufig auftretenden Leistungsgradienten $\Delta P_{\text{Ltg}} / P_{\text{max}} \geq 15\%$ kann somit eine Situation eintreten, in der eine Betriebsmittelüberlastung durch das NSM-System innerhalb von 5 Minuten nicht erkannt werden kann. Die Auswertung des 1%-Quantils der Häufigkeitsverteilung (vgl. Abbildung 15) realer Messwerte von ausgewählten Netzsituationen hat gezeigt, dass in 25% der untersuchten Situationen ein Leistungsgradient von $\Delta P_{\text{Ltg}} / P_{\text{max}} \geq 15\%$, bereits erreicht wird. Dabei ist aber zu beachten, dass ein maximaler Leistungsgradient von $\Delta P_{\text{Ltg}} / P_{\text{max}} \geq 15\%$, nicht zwangsweise zu der beschriebenen Problemstellung führt, da die aktuelle Leistung häufig geringer ist als $P_{\text{NSM}} / P_{\text{max}} = 85\%$. Dabei ist der Ansatz der 1% Quantile in der statistischen Betrachtung geeignet, um sehr selten auftretende Extremwerte auszunehmen. Die Analyse der Leistungsgradienten im Netzbetrieb hat somit gezeigt, dass bereits heute Situationen mit hohen Leistungsgradienten auftreten können. Anhand der gezeigten Methodik zu Analyse und Bewertung können auch zukünftige Entwicklungen hinsichtlich der Auswirkungen auf Leistungsgradienten untersucht werden.

3.3.5 Ableitung der Anforderungen an das Engpassmanagement

Die Bewertung von Redispatchmaßnahmen im Abschnitt 3.3.1 und die Analyse der zukünftigen Erzeugungsentwicklung (vgl. Abschnitt 3.2.1) haben gezeigt, dass Redispatch auch in Zukunft eine wichtige Maßnahme zur Beherrschung von Engpässen sein wird. Der zukünftige Bedarf wird im Wesentlichen vom Fortschritt des Netzausbaus im Übertragungsnetz bestimmt. Das derzeitige Redispatchpotential wird dabei durch den Rückgang der Erzeugungsleistung konventioneller Kraftwerke weiter sinken. Für eine technisch effektive und kosteneffiziente Umsetzung des Engpassmanagements ergibt sich somit schlussfolgernd die Anforderung, dass eine Ermittlung und Aggregation von neuen Potentialen für Redispatchmaßnahmen auch mit EZA im nachgelagerten Verteilnetz notwendig wird. Hierzu sind die allgemeinen Prozesse sowie die konkreten Maßnahmen unter den Netzbetreibern zu koordinieren.

Der bilanzielle Ausgleich (vgl. Abschnitt 3.3.3) ist eine wesentliche Anforderung an das Engpassmanagement im Gesamtsystem. Die Analyse der Notfallmaßnahmen hat gezeigt, dass der Bedarf für Leistungsanpassungen in den letzten Jahren stark angestiegen ist

und durch den weiteren Ausbau der Erzeugungsleistung in den Verteilnetzen auch in Zukunft weiter steigen wird (vgl. Abschnitt 3.3.2). Für Notfallmaßnahmen wird derzeit kein bilanzieller Ausgleich durchgeführt. Eine aktuelle Untersuchung in dieser Arbeit hat dabei gezeigt, dass Maßnahmen zur Reduzierung von Erzeugungsleistung als auch die Wiedergabe der Leistung zum Teil bereits einen Einfluss auf die Systembilanz haben können. Um generell ein einheitliches Vorgehen beim bilanziellen Ausgleich von Engpassmanagementmaßnahmen zu erreichen, sind entsprechende Änderungen und Weiterentwicklungen des Redispatchsystems notwendig. Für ein zukünftiges System zur Engpassentlastung ist die Einbeziehung von EE-Erzeugungsleistung im Verteilnetz erforderlich, um dieses effektiv zu gestalten.

Eine zentrale Anforderung an ein Zielmodell ist eine umfassende Koordinierung der Verfahren und Prozesse zwischen ÜNB, VNB, Direktvermarkter und Betreiber von Anlagen. Bei der Etablierung eines bilanziellen Ausgleichs im Verteilnetz ist auch zu prüfen, welche Potentiale und Möglichkeiten der VNB hat, um diesen Ausgleich lokal durchzuführen. So könnten bilanzielle Ungleichgewichte zum Teil bereits im Verteilnetz ausgeglichen werden und somit der netzebenenübergreifende Koordinationsbedarf reduziert werden.

Zentrale Anforderung bei der Umsetzung von Engpassmanagementmaßnahmen ist dabei die Verbesserung der Planbarkeit von Wirkleistungsanpassungen durch Prognosen und automatischen Systemen, sodass Anpassungsmaßnahmen längerfristig im Vorfeld bekannt sind und Konflikte erkannt und durch planbare Maßnahmen behoben werden können. Daher sollte der Einsatz von Notfallmaßnahmen in Zukunft auf kritische, nicht planbare Situationen beschränkt bleiben. Eine Ausweitung der Anwendungsfälle von Notfallmaßnahmen ist nicht zielführend und daher zu vermeiden.

Die Regelung von Wirkleistung aufgrund lokaler Engpässe hat außerdem Auswirkungen auf die zunehmende Bereitstellung anderer SDL und die Aktivitäten der Akteure an unterschiedlichen Märkten, sodass zukünftig eine technische und organisatorische Koordinierung der Maßnahmen notwendig wird. Für Redispatchmaßnahmen ist diese Koordinierung z.B. in die bestehenden festen Abläufe und Prozesse am Vortag zu integrieren.

Weiterhin wird die Analyse und Beurteilung lokaler Leistungsgradienten als Einflussgröße für das automatische NSM-System des VNB an Bedeutung gewinnen. Probleme und kritische Zustände im Netz bei Engpasssituationen mit gleichzeitig hohen Leistungsgradienten können nicht vollends ausgeschlossen werden. Grundanforderung an ein Gesamtsystem zum Netzengpassmanagement ist somit eine Beurteilung der Änderung des Zustan-

des innerhalb der betrachteten Zeit und die Festlegung einer ausreichenden Sicherheitsreserve für Schwellwerte. Weiterhin sind zusätzliche Wirkleistungsregelungen, wie z.B. die vermehrte Regelleistungsbereitstellung im Verteilnetz, hinsichtlich der Häufigkeit von hohen Leistungsgradienten zu beachten. Zur Beherrschung dieser Situationen werden Anforderungen hinsichtlich der Vermeidung oder Begrenzung von hohen Leistungsgradienten sowie zur Anpassung der Funktionalitäten oder Eingangsparameter im Leitsystem identifiziert.

Die folgende Abbildung 16 zeigt in Anlehnung an Abbildung 4 für das Engpassmanagement die notwendige Weiterentwicklung für neu zu schaffende Pfade (orange). Eine identifizierte Weiterentwicklung ist die Einbindung des VNB in der Kaskade für marktbezogene Maßnahmen bzw. Redispatch für Engpässe im Übertragungsnetz (linker Pfad in Abbildung 16). Aufgrund der steigenden Bedeutung von Erzeugungsleistung im Verteilnetz wird aus den gezeigten Analysen weiterhin eine Entwicklung und Umsetzung von marktbezogenen Maßnahmen für lokale Engpässe im Verteilnetz deutlich (rechter Pfad in Abbildung 16).

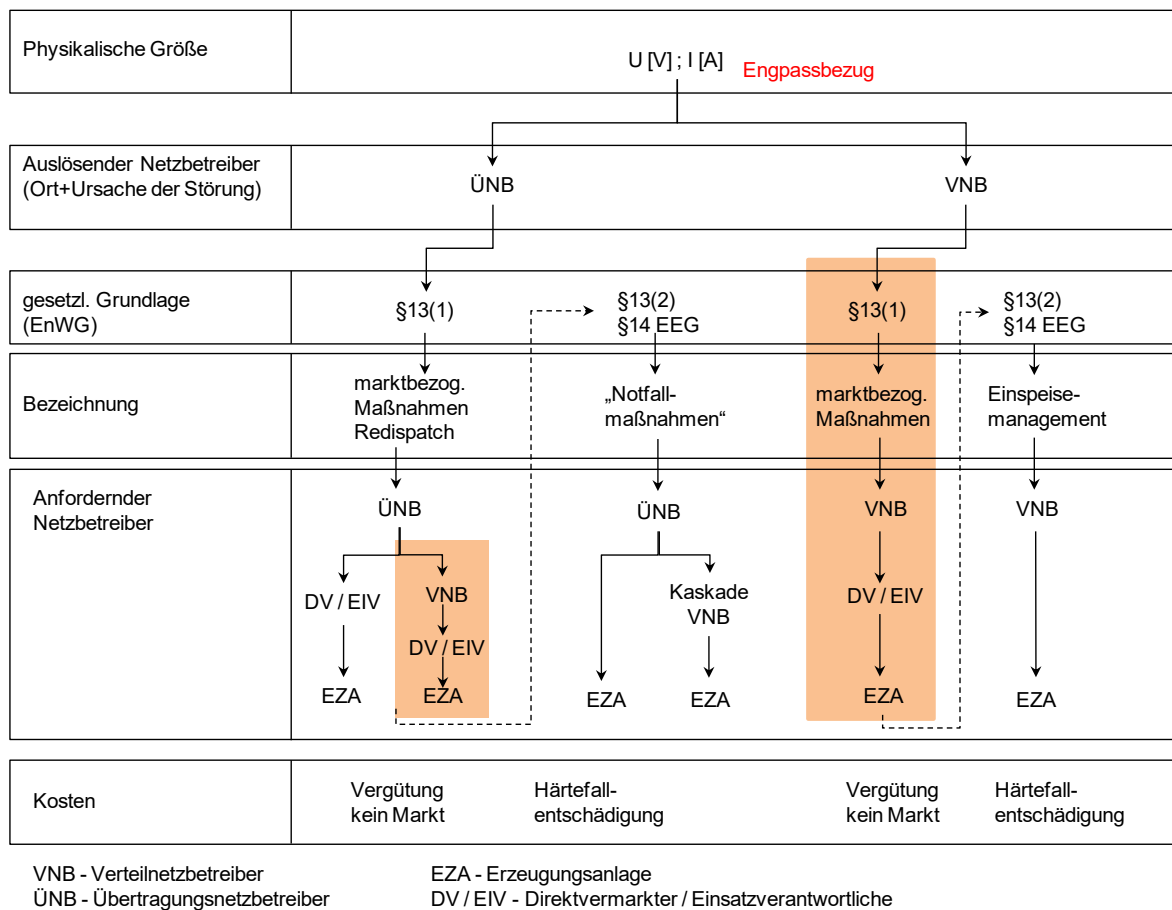


Abbildung 16: Übersicht Weiterentwicklung von Engpassmanagementmaßnahmen

3.4 Anforderungen an die zukünftige Regelleistungsbereitstellung

3.4.1 Zukünftiger Bedarf an Regelleistung

Um die Auswirkungen und Problemstellungen einer zukünftigen Regelleistungsbereitstellung im Verteilnetz zu identifizieren sowie die Anforderungen an die technischen Systeme abzuleiten ist zunächst eine Analyse des zukünftigen Bedarfs der Regelleistung im Gesamtsystem notwendig. Die vergangene Entwicklung des Regelleistungsbedarfs ist im Anhang C dargestellt. Hierbei zeigt sich, dass durch die Einführung des Netzregelverbundes der Regelleistungsbedarf für SRL und MRL gesenkt werden konnte. Ein wesentlicher Einflussfaktor, auch für eine Abschätzung des zukünftigen Regelleistungsbedarfs, ist weiterhin die Prognoseabweichung der fluktuierenden Erzeugung [13] (vgl. Abschnitt 2.1.2). In einer Untersuchung zur Bilanzabweichung in der Regelzone 50Hertz [66] wird deutlich, dass der Prognosefehler der fluktuierenden Erzeugung mit >80% den größten Anteil der

Einflüsse auf den Regelleistungsbedarf besitzt. Im Vergleich der Energieträger überwiegt dabei der Einfluss der Windenergie auf die Prognoseabweichung.

Nachfolgend wird der zukünftige Bedarf der Regelleistung für SRL und MRL aufgezeigt und im Anschluss die Bedeutung von alternativen Regelleistungserbringern abgeleitet.

Studie	SRL pos	SRL neg	MRL pos	MRL neg
dena SDL[28]	2.900 MW	2.200 MW	3.900 MW	4.100 MW
DLR [31]	2.700 MW	2.100 MW	4.700 MW	3.400 MW

Tabelle 4: Prognostizierter Regelleistungsbedarf für 2030 (nach [28] [31])

In [28] und [31] wird nach der Graf/Haubrich-Methode (vgl. Abschnitt 2.1.2) der zukünftige Bedarf für SRL und MRL für das Jahr 2030 berechnet (vgl. Tabelle 4). Es zeigt sich, dass in diesen Studien eine geringe Steigerung des Regelleistungsbedarfs erwartet wird. In [67] wird mit der gleichen Methodik der Gesamtregelleistungsbedarf (Summe aus SRL und MRL) für das Jahr 2025 ermittelt. Hierbei werden im Vergleich zu [28] und [31] die Einflussfaktoren der Last, Einspeisung und Kraftwerksausfälle in entsprechenden Szenarien variiert. Im Ergebnis von [67] wird eine Bandbreite von 3.500 MW bis 6.500 MW für den negativen Gesamtregelleistungsbedarf und 3.600 MW bis 6.800 MW für den positiven Gesamtregelleistungsbedarf für das jeweils günstigste und ungünstigste Szenario ermittelt. Dies zeigt auch, dass der Regelleistungsbedarf einer hohen Streuung je nach Verwendung der Eingangsgrößen bei der Bestimmung und Berechnung unterliegt. Tendenziell wird allerdings eine Erhöhung des Regelleistungsbedarfs durch den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien und den damit verbundenen Einfluss der Prognoseabweichung festgestellt.

Eine Verbesserung der Prognosegüte durch bessere Wetteranalysen kann prinzipiell zu einer Reduzierung des Regelleistungsbedarfs führen. Allerdings sind auch der Prognosegenauigkeit Grenzen gesetzt. Um auch kurzfristige Wetterprognosen zu berücksichtigen wird vorgeschlagen, den Regelleistungsbedarf in Zukunft in kürzeren Zeiträumen anzupassen [28] [67]. Vorteile ergeben sich hierbei durch eine Berücksichtigung von kritischen Situationen aufgrund von besonderen Wetterereignissen (z.B. Sturmfronten, Nebel, u.a.), bei denen dann die Regelleistungsvorhaltung erhöht werden kann. Weiterhin sind in Summe Einsparungen der Regelleistungsvorhaltung in weniger kritischen Situationen möglich [67]. Durch Anpassungen der Marktanforderungen (z.B. Produktlänge) kann bei einer dynamischen Dimensionierung der Regelleistungsvorhaltung der Einsatz von Regelleistungserbringern flexibler gegenüber der heutigen Vorgehensweise gestaltet werden.

Die Auswirkungen von besonderen Wettersituationen auf die Einspeisung und die Systembilanz konnten im Rahmen der Planung zur Sonnenfinsternis im März 2015 hinsichtlich der Effekte von hohen Leistungsänderungen auf die Systembilanz und einer erhöhten Regelleistungsvorhaltung untersucht werden. Für dieses Ereignis fand eine akribische Vorbereitung einschließlich einer sehr genauen Prognose der PV-Einspeisung statt. Zur Absicherung des Ereignisses wurde weiterhin fast doppelt soviel Regelleistung für SRL und MRL vorgehalten, als im Normalfall notwendig, sowie zusätzliche zu- und abschaltbare Lasten in Anspruch genommen. In der Folge der guten Prognose und zusätzlicher kurzfristiger Ausgleichsmaßnahmen am Intraday-Handel konnte der Regelleistungsabruf gering gehalten werden [68]. Es zeigt sich aber, dass den ÜNB verschiedene Maßnahmen und Optionen zur Verfügung stehen, um hohe Leistungsänderungen im Gesamtsystem durch Vortagesprognosen oder zusätzliche Regelleistungsvorhaltung zu beherrschen.

Insgesamt wird allerdings ein steigender Regelleistungsbedarf aufgrund der dargebotsabhängigen Erzeugung bei einem gleichzeitigen Rückgang der konventionellen Kraftwerkserzeugung (vgl. Abschnitt 3.2.1), welche bisher den Großteil der Regelleistung bereitgestellt hat prognostiziert [38]. Somit ergibt sich die Problemstellung, dass bei einem steigenden Regelleistungsbedarf die bisher etablierten Technologien zur Regelleistungserbringung in bestimmten Situationen nicht mehr zur Verfügung stehen. Inwieweit die Veränderungen Auswirkungen auf den gesamten Regelleistungsmarkt mit steigenden Preisen für die einzelnen Regelleistungsprodukte und somit Anreize für andere Technologien und Kraftwerkstypen (z.B. Erdgas) schaffen, lässt sich nur anhand einer umfangreichen Marktanalyse durchführen, welche nicht Teil der technischen Bewertung dieser Arbeit ist.

3.4.2 Regelleistungspotential aus Erneuerbaren Energien

In der nachfolgenden Potentialanalyse wird verstärkt die Wirkung der Einspeisung von EZA auf Basis regenerativer Energien untersucht. Neben den direkten Einflüssen der Prognoseabweichung der fluktuierenden Erzeugung auf den Regelleistungsabruf [13] wird nachfolgend auch der Fokus auf eine mögliche Bereitstellung von Regelleistung durch EE gelegt [24]. In einer zweiten Bewertung wird die zukünftige Konstellation aller am Energy-Only-Markt und Regelleistungsmarkt teilnehmenden EZA für mögliche Potentiale von EE untersucht.

Ziel der nachfolgenden Analyse von Einspeisecharakteristiken ist die Verknüpfung und Ableitung von Zusammenhängen zwischen der Einspeisung aus regenerativen Energien und dem Regelleistungsabruf für SRL und MRL [18]. Es soll dabei nachgewiesen werden,

dass die Einspeisung in einem großflächigen regionalen Raum ein wesentlicher Einflussfaktor auf den Regelleistungsabruf haben kann.

Ausgewertet werden 15-Minuten-Mittelwerte der Summeneinspeisung aller in einem regionalen 110-kV-Netz in der Regelzone 50Hertz angeschlossenen EZA im Jahr 2013. Die so ermittelte Einspeiseganglinie aus einem bestimmten Leistungspool von EZA wird nachfolgend mit dem Aufruf von SRL und MRL in der Regelzone des ÜNB 50Hertz verknüpft. Die folgende Abbildung 17 zeigt ausschnittsweise für die Monate Januar bis März 2013 die Einspeisung von EE und den Aufruf der SRL.

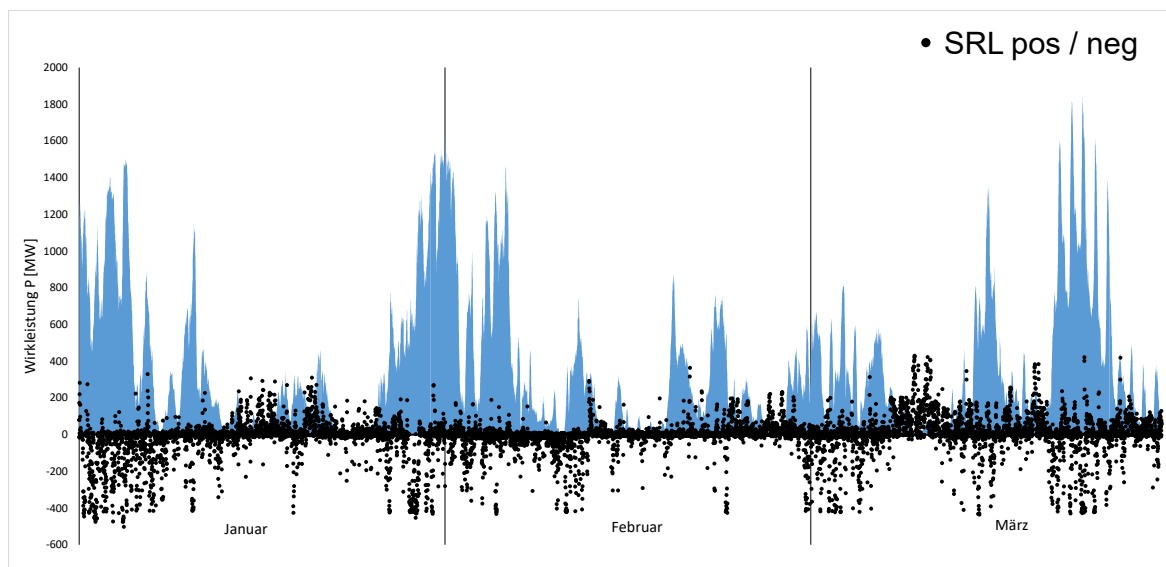


Abbildung 17: Ganglinie Januar - März 2013 Einspeisung Wind, PV und Abruf SRL [69]

In Abbildung 17 ist erkennbar, dass ein erhöhter Aufruf negativer SRL in Situationen hoher Einspeisung vorherrscht. Insbesondere in Situationen sehr geringer bzw. keiner Einspeisung sinkt dabei der Aufruf der SRL (positiv, negativ) auf ein Minimum ab. Besonders auffällig ist auch der Wechsel der positiven und negativen SRL bei hohen Einspeisespitzen Ende März, welche vor allem durch die Einspeisung der Photovoltaik hervorgerufen werden, wobei hier der Aufruf negativer SRL überwiegt. Da die SRL neben dem Ausgleich von Prognosefehlern auch zum Ausgleich des stochastischen Lastverhaltens (Lastrauschen und Lastprognosefehler) genutzt wird, überwiegt die Zahl der Aufrufe mit einer geringen Leistungsgröße.

Die Auswertung der MRL bestätigt die erkannten Zusammenhänge zwischen hoher Einspeisung und SRL-Aufruf, da die MRL die SRL sowohl zeitlich als auch in der Leistung ablöst (vgl. Abschnitt 2.1.2). Daher kann zu Zeitpunkten eines hohen Abrufs der MRL die SRL bereits vollkommen ausgeschöpft sein. Die folgende Abbildung 18 zeigt analog zu

Abbildung 17 die Einspeisung aus Wind und PV sowie den Aufruf der MRL für den Zeitraum von Januar bis März 2013.

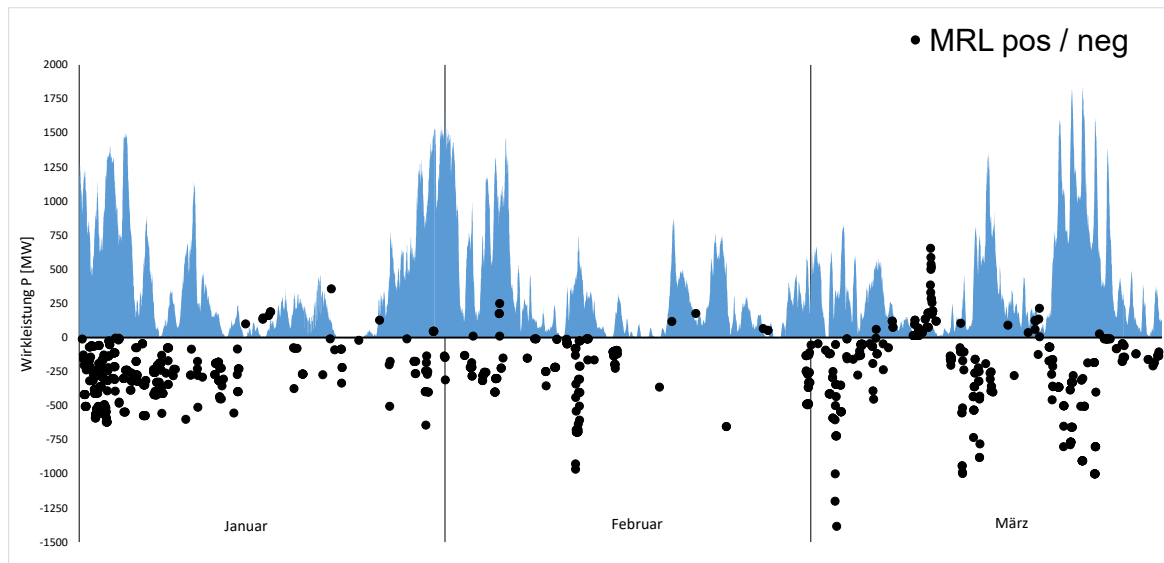


Abbildung 18: Ganglinie Januar - März 2013 Einspeisung Wind, PV und Abruf MRL [69]

In Abbildung 18 ist ein deutlich erhöhter Aufruf negativer MRL für Einspeisesituationen erkennbar. Im Vergleich der Zeiträume Anfang Januar und Ende Januar ist allerdings ein unterschiedliches Abrufverhalten der MRL bei ähnlich hoher Erzeugungsleistung erkennbar. Ein erhöhter MRL-Abruf tritt auch bei hohen Einspeisespitzen, welche vor allem durch die Einspeisung der PV geprägt sind, und weniger bei konstant hoher Einspeisung, auf. In Abbildung 18 sind auch Situationen erkennbar, in denen bei einer Einspeisung aus Wind und PV kein bzw. ein sehr geringer Beitrag von MRL notwendig wird. Als Ursache des erhöhten Abrufs von negativer MRL wird vor allem die Prognoseabweichung identifiziert. Die Abweichungen zwischen den verschiedenen Zeiträumen sind mit unterschiedlicher Prognosegüte für die jeweiligen Einspeisesituationen zu erklären. Um insbesondere zu untersuchen, wann erneuerbare Energien ein hohes Potenzial für eine Regelleistungsbereitstellung besitzen, werden nachfolgend die Erzeugungsleistung und der jeweilige positive und negative MRL-Abruf in Abhängigkeit dargestellt.

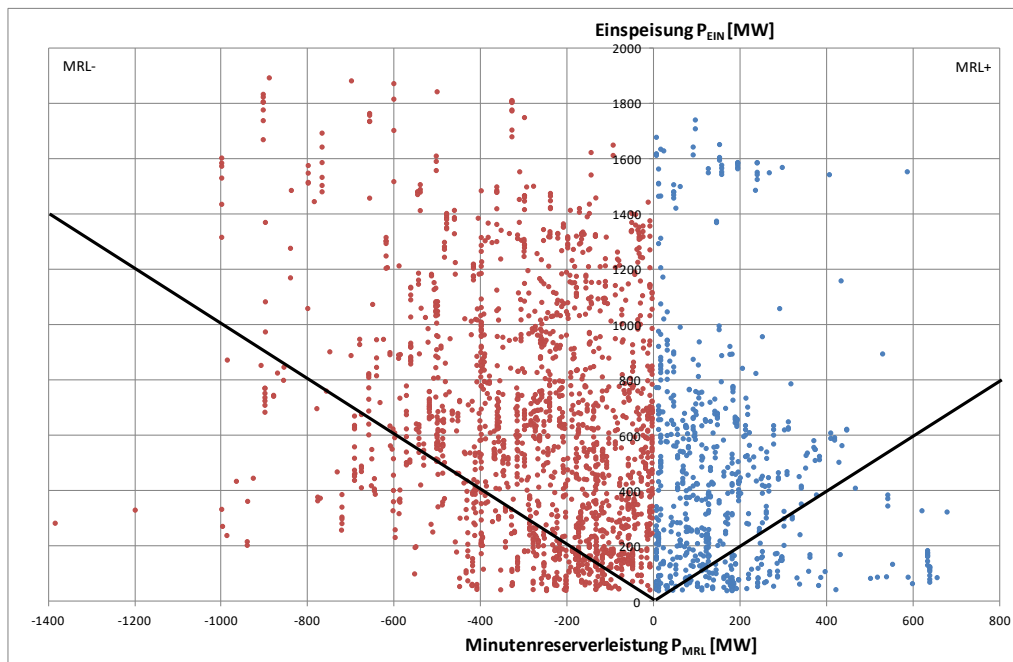


Abbildung 19: Abhängigkeit der Erzeugungsleistung und MRL-Abruf 2013 [18]

Abbildung 19 zeigt ebenfalls, dass in Situationen mit einer hohen Einspeisung auch der Bedarf für die Bereitstellung von negativer MRL besonders hoch ist. Da EZA in Situationen hohen Regelleistungsbedarfs zum Teil mit einer hohen Erzeugungsleistung am Netz sind, besteht ein hohes Potential für die Absenkung der Wirkleistung für die Bereitstellung negativer Regelleistung. Somit lässt sich schlussfolgern, dass negative Regelleistung auch durch dezentrale EZA auf Basis von EE erbracht werden kann.

Eine weitere Herangehensweise an eine Potentialanalyse für die Regelleistungsbereitstellung ist eine Simulation des zukünftigen Marktes und der Zusammensetzung der Erzeugungsleistung im Gesamtsystem. Die Untersuchungen in [70] legen dabei den Fokus auf den Zusammenhang des Energy-Only-Marktes und des damit verbundenen Einsatzes bestimmter Kraftwerkstypen. Dabei werden verschiedene Einflussfaktoren für zukünftige Marktszenarien dargestellt.

Anhand einer Marktsimulation [70] wird in verschiedenen Szenarien untersucht, zu welchen Zeitpunkten die Regelleistungserbringung der verschiedenen Produkte (PRL, SRL, MRL) aus konventionellen Kraftwerken unter den aktuellen Rahmenbedingungen zukünftig nicht mehr gedeckt werden kann, also ein Defizit entsteht. Dabei wird festgestellt, dass insbesondere bei der PRL die Pumpspeicherkraftwerke einen sehr großen Einfluss haben. Diese eignen sich besonders für den Einsatz der PRL aufgrund kurzer Reaktionszeiten und der variablen Möglichkeiten der verschiedenen Betriebsarten (Pumpbetrieb, Tur-

binenbetrieb). Für die Bereitstellung von SRL werden in der Untersuchung nur in sehr wenigen Stunden im Jahr Defizite identifiziert.

Für die negative MRL zeigt die Untersuchung in [70] im Extremszenario Defizite von über 1.000 Stunden im Jahr. Die Stunden eines Jahres, in denen zukünftige Defizite bei der Bereitstellung von Regelleistung identifiziert werden, sind vor allem durch eine hohe Einspeisung aus EE und einer gleichzeitig niedrigen Residuallast geprägt. Insbesondere bei einer niedrigen Residuallast sinkt der Einsatz konventioneller Kraftwerksleistung, so dass bestimmte Kraftwerke bzw. Kraftwerkstypen sich für diese Zeiten nicht in Betrieb befinden und somit keine Regelleistung (insbesondere negative Regelleistung) vorhalten können. Je nach Kraftwerkstechnologie ist ein schnelles Hochfahren und somit eine Bereitstellung von positiver MRL dennoch möglich. Da dies allerdings stark abhängig vom eingesetzten Brennstoff, dem Alter des Kraftwerkes, der jeweiligen Kraftwerkstechnologie sowie den eingesetzten Kraftwerksprozessen ist, kann nicht von einer generellen Einbeziehung von konventionellen Kraftwerken für die positive Regelleistung in den beschriebenen Situationen ausgegangen werden.

Die Untersuchung in [70] zeigt anhand des Marktmodells weiterhin, dass bei einer Teilnahme von Windenergieanlagen an der negativen Regelleistung die identifizierten Defizite deutlich gesenkt werden können. Bereits ein geringer Anteil der aktuell vorhandenen Windstromerzeugung reicht zur Deckung dieser Defizite aus. Dies hängt vor allem mit der Korrelation zwischen ungedecktem Regelleistungsbedarf sowie gleichzeitig hoher Windenergieeinspeisung und niedriger Residuallast zusammen.

Beide hier vorgestellten Untersuchungen zu möglichen Regelleistungspotentialen zeigen insbesondere, dass negative SRL und MRL in Zukunft verstärkt auch durch EE-Anlagen und insbesondere durch Windenergie bereitgestellt werden können. Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass insbesondere eine Teilnahme von Windenergie an der Regelleistungsbereitstellung sinnvoll und zum Teil notwendig wird, um die Must-Run-Kapazitäten von konventionellen Kraftwerken im Gesamtsystem zu verringern und weiterhin eine sichere Bereitstellung von Regelleistung zu gewährleisten.

3.4.3 Regelleistungsbereitstellung im Verteilnetz

Wie bereits im Abschnitt 3.2.1 gezeigt, folgt aus der Erzeugungsentwicklung mit einem weiteren Ausbau der EE-Anlagen eine weitere Verlagerung der gesamten Erzeugungsleistung aus dem Übertragungsnetz in das Verteilnetz. Neben der Veränderung der übli-

chen elektrischen Energielieferung von einem zentralen hin zu einem dezentralen System, wird auch die Bereitstellung von SDL in das Verteilnetz verlagert.

Die Regelleistung wird in einem solchen zukünftigen System vor allem durch einen Pool aus vielen verteilten EZA bereitgestellt. Während bereits heute Wasserkraftanlagen und konventionelle Kraftwerke auf Basis von Erdgas oder Biogas zur Frequenzhaltung beitragen, ist dies mit Windenergieanlagen und PV aufgrund der Ausschreibungszeiträume und Produktlängen der verschiedenen Produkte am Regelleistungsmarkt aktuell noch nicht möglich (vgl. Tabelle 1). Grund hierfür ist die hohe Prognoseungenauigkeit bei einer Vorhersage von mehr als drei Tagen. Trotz dem die MRL jeden Tag ausgeschrieben wird, ist die Ausschreibung für das Wochenende und Montag am Freitag notwendig. Eine gesicherte Vorhersage der Wetterbedingungen, welche eine wesentliche Grundlage für die Prognose der fluktuierenden Erzeugungsleistungen ist, kann in diesem Zeitraum nicht durchgeführt werden [10].

Um den Markt für neue Regelleistungserbringer zu öffnen, werden aktuell Veränderungen der Marktanforderungen gefordert. Bezüglich der Ausschreibungszeiträume haben Simulationen mit Windenergieanlagen festgestellt, dass die Genauigkeit mit einer Verkürzung des Ausschreibungszeitraums deutlich zunimmt [24]. Ein Optimum der Genauigkeit für die Prognose der Windenergieeinspeisung und Regelleistungsvorhaltung ergibt sich dabei für eine untertägige Auktion (Intraday). Dies stellt allerdings einen Konflikt mit den herkömmlichen Regelleistungserbringern (konventionellen Kraftwerken) dar, da diese zum Teil wesentlich längere Vorlaufzeiten für den Betrieb der Anlagen benötigen. Daher wird in [23] und [24] die Verkürzung auf eine Vortagesausschreibung empfohlen. Bei einer Vortagesauktion kann die Genauigkeit bei Windenergieanlagen weiterhin durch die Erhöhung der Poolgröße oder die Zusammenlegung mit anderen steuerbaren EZA oder Lasten verbessert werden.

Weiterhin wird vorgeschlagen [23], die Produktlängen für die SRL von derzeit 12 Stunden zu verkürzen, wodurch das Potential für die Bereitstellung von SRL durch Windenergieanlagen weiter erhöht werden kann. Eine weitere Forderung ist die Aufhebung des Verbots des regelzonenübergreifenden Poolings. Das Ziel dabei ist, das Potential der Regelleistungserbringer durch die Poolgröße im gesamten NRV zu erhöhen und somit die Prognosegenauigkeit bzw. die Absicherung zu verbessern. Die beschriebenen Änderungen von Ausschreibungszeiträumen und Produktlängen werden derzeit im Rahmen einer Konsultation bei der Bundesnetzagentur diskutiert [16].

Aus technischer Sicht sind Windenergieanlagen bereits in der Lage, innerhalb weniger Minuten ihre Wirkleistung einem Sollwert anzupassen. Im Rahmen des EEG [3] und der SDLWindV [22] wird die Wirkleistungsregelung durch externe Signale bereits seit 2009 von neuen EZA gefordert und für das Engpassmanagement umgesetzt. Eine weitere Notwendigkeit für eine Steuer- und Regelbarkeit von Windenergieanlagen ergibt sich aus dem vermehrten Anteil an der Direktvermarktung der EZA (vgl. Abschnitt 3.5).

Neben der Einbeziehung von Windenergieanlagen in die Regelleistungsbereitstellung werden Änderungen des Regelleistungsmarktes auch für eine Nutzung von neuen Lastmanagementpotentialen gefordert [71] (vgl. Abschnitt 3.2.2). Für eine Teilnahme von Lasten am Regelleistungsmarkt ist vor allem die Kalkulation der Opportunitätskosten ein entscheidender Faktor. Auch hier können durch eine Verkürzung der Vorlaufzeiten und Ausschreibungszeiträume neue Potentiale erschlossen werden, indem eine größere Planungssicherheit auch im Abgleich mit dem Spotmarkt geschaffen wird [71]. Dass mithilfe von Lastmanagementpotentialen insbesondere auch Must-run-Kapazitäten konventioneller Kraftwerke reduziert werden können, zeigt die aktuelle Strategie des ÜNB Energinet.dk in Dänemark bei der Integration von Windenergie in das dortige Energieversorgungssystem [72].

Die Zuverlässigkeit der Regelleistungsbereitstellung ist bei einem zunehmenden Anteil im Verteilnetz auch hinsichtlich der Zuverlässigkeit des Übertragungsweges zu diskutieren. Für die Regelleistungsbereitstellung ist im Normalfall eine Zuverlässigkeit von 100% für die Vorhaltung und den Abruf einzuhalten. In der Realität wird in entsprechenden Untersuchungen zur Bereitstellung von Regelleistung durch Windenergieanlagen von einer Zuverlässigkeit von 99,994% ausgegangen [24]. Bei einer Erbringung von Regelleistung aus dem Verteilnetz ist neben der Zuverlässigkeit der Anlage und des Energieträgers selbst auch die Verfügbarkeit des Netzanschlusses bzw. der Netzanbindung entscheidend. Jedes Element des Netzes besitzt eine bestimmte Zuverlässigkeit z.B. in Abhängigkeit vom Zustand oder der Absicherung durch andere Elemente im Netzabschnitt. Umso mehr Netzelemente sich zwischen dem Ort des Bedarfs für die Regelleistung und dem Ort der konkreten Bereitstellung befinden, umso geringer kann auch die Gesamtzuverlässigkeit der Erbringung der Regelleistung selbst werden. Welchen Einfluss die Ausfallwahrscheinlichkeit von Netzelementen auf die Zuverlässigkeit der Regelleistungserbringung einer TE konkret hat, ist ein gesonderter Untersuchungsschwerpunkt und daher nicht Teil der Arbeit.

Bei der konkreten Bereitstellung der Regelleistung im Verteilnetz ergeben sich direkte Konflikte bei einem weiter steigenden Einsatz von Engpassmanagementmaßnahmen und hohen Belastungen von Betriebsmitteln im Verteilnetz (vgl. Abschnitt 3.3). Unter Berücksichtigung der Einführung einer Spitzenkappung als Planungswerkzeug [59] ist in Zukunft damit zu rechnen, dass Engpässe in bestimmten Netzabschnitten dauerhaft bestehen und EZA in diesen Abschnitten regelmäßig in der Einspeiseleistung angepasst werden müssen. Folgende Tabelle 5 zeigt mögliche Konfliktfälle bei der Erbringung bzw. Vorhaltung von Regelleistung unter Berücksichtigung der Anforderungen des VNB im Netzbetrieb.

Randbedingungen	des ÜNB	f>50Hz	Regelfähigkeit sicherstellen	f<50Hz
des VNB	Anforderung	negative Regelleistung	Kein Verlust Regelleistungsvorhaltung	positive Regelleistung
Überlastung im Verteilnetz	NSM	Kein Konflikt	Konflikt möglich	Konflikt
Hohe Belastung im Verteilnetz	kein NSM	Kein Konflikt	Konflikt möglich	Konflikt
Rückwirkungen auf das Netz	Einschränkung durch lokale Vorgaben	Konflikt	Konflikt möglich	Konflikt

Tabelle 5: Übersicht Problemstellung Regelleistungsbereitstellung im Verteilnetz

Ein direkter Konflikt der Regelleistungsbereitstellung mit dem Engpassmanagement des VNB erschließt sich bei einer Regelleistungsvorhaltung und einer gleichzeitigen Anpassung der Wirkleistung aufgrund lokaler Engpässe an der gleichen EZA (mittlere Spalte Tabelle 5). Die Wirkleistung der EZA, welche durch den VNB komplett eingesenkt ist, steht für die Bereitstellung von positiver bzw. negativer Regelleistung nicht zur Verfügung. Mögliche Ausnahmefälle ergeben sich, wenn der VNB nur eine Teilleistung einsenkt. Ein weiterer Konflikt ergibt sich in Situationen mit hoch belasteten Betriebsmitteln, in denen entweder eine NSM-Maßnahme bereits aktiv ist oder eine NSM-Maßnahme noch nicht notwendig ist. Durch die zusätzliche Bereitstellung von positiver Regelleistung (rechte Spalte Tabelle 5) kann in diesen Fällen die Grenze der Strombelastbarkeit der Betriebsmittel überschritten werden. In der Folge muss zusätzliche Wirkleistung reduziert werden, damit keine Grenzwertüberschreitung stattfindet. Diese Leistungsanpassung kann auch eine andere EZA als die, für die Regelleistungsbereitstellung verwendete EZA, betreffen. In diesem Fall wird der konkrete Regelleistungsauftrag durch das Gegensteuern des NSM

im Verteilnetz kompensiert. Dieses sogenannte Gegenregeln ist eine weitere Problemstellung, welche bei der Koordination der Regelleistungsbereitstellung im lokalen Netzbetrieb des VNB berücksichtigt werden muss.

Weiterhin ist der zeitliche Unterschied zwischen Engpassmanagementmaßnahmen und der Regelleistungsbereitstellung zu beachten. Ein Regelleistungsabruf kann im Rahmen von wenigen Minuten nach dem Bedarf der Frequenzregelung im System abgeschlossen sein, mit der Folge, dass die eingesenkte Leistung (bei negativer Regelleistung) wieder freigegeben bzw. die zusätzliche Leistung (bei positiver Regelleistung) wieder abgesenkt wird. Engpassmanagementmaßnahmen werden in deutlich längeren Zeiträumen von einigen Stunden durchgeführt, sodass hier durch die Regelleistungsbereitstellung zusätzliche Fluktuationen der Wirkleistung mit veränderten Gleichzeitigkeiten in das Verteilnetz eingebracht werden.

Eine weitere Fragestellung bei der Regelleistungserbringung im Verteilnetz ergibt sich durch die Verteilung in einzelnen Netzabschnitten bzw. über einzelne Netzregionen. Eine Problematik zwischen Engpassmanagement (Abschnitt 3.3) und Regelleistungserbringung ergibt sich nur bei einer Konzentration von Erzeugungsleistung auf engpassbehafteten Netzabschnitten bzw. Netzregionen. Um zu beurteilen, welche EZA in Zukunft Regelleistung im Verteilnetz bereitstellen, gilt es die wirtschaftlichen und technischen Einflussfaktoren aus Sicht der Anlagenbetreiber und Vermarkter genauer zu berücksichtigen.

Eine lokale Konzentration von EZA für die Regelleistungserbringung kann zunächst nicht ausgeschlossen werden. Unter dem Aspekt, dass insbesondere in bereits heute schon belasteten Netzabschnitten weiterer Zubau von Erzeugungsleistung geplant ist [47], kann damit gerechnet werden, dass auch in Zukunft Regelleistungserbringer im Verteilnetz neu angeschlossen werden. Weiterhin ist zu beachten, dass bereits vorhandene EZA auf die Bereitstellung der Regelleistung umgerüstet werden können.

Die Entscheidung des Vermarkters über den Einsatz von einzelnen EZA ist ein wichtiges Kriterium bezüglich der regionalen Konzentrationswirkung der Regelleistungsvorhaltung. Regelleistungsanbieter mit entsprechend großen Poolgrößen können je nach Wetterbedingung in einer Regelzone die Auswahl stark variieren und auf einen großflächig verteilten Leistungspool zurückgreifen. Bei Vermarktern mit einem kleinen Pool kann eine regionale Konzentration der TE eines Regelleistungsangebots allerdings nicht ausgeschlossen werden.

Im Rahmen eines Pilotverfahrens können bereits einzelne Windparks für die Bereitstellung von MRL präqualifiziert werden. Hierzu sind die entsprechenden technischen und organisatorischen Anforderungen der Präqualifikation und ein angepasstes Nachweisverfahren anzuwenden [73]. Eine Besonderheit für die Windenergie ist der Nachweis der Ermittlung der „möglichen Einspeisung“. Dabei ist die Erzeugungsleistung, welche der Windpark ohne externen Einfluss wie Regelleistungsabruf oder Einspeisemanagement einspeisen könnte, rechnerisch zu ermitteln und nachzuweisen, da nur so eine exakte Abrechnung des Abrufs und die Ermittlung des notwendigen Potentials der EZA durchgeführt werden kann. Die Einführung des Pilotverfahrens resultiert in der erfolgreichen Präqualifikation der ersten Windparks mit anschließender Teilnahme am Regelleistungsmarkt im Erzeugungspool des Direktvermarkters [52].

3.4.4 Ableitung der Anforderungen zur Regelleistungserbringung

Die Prognoseunsicherheit der fluktuierenden Erzeugung ist ein wesentlicher Einflussfaktor auf den Regelleistungsbedarf. Durch den weiteren Ausbau der EE wird daher eine Steigerung des Regelleistungsbedarfs prognostiziert. Bei einem gleichzeitig sinkenden Anteil der konventionellen Kraftwerke an der Gesamterzeugung bzw. der Forderung nach einer Reduzierung von „must-run“-Kapazität stellt sich somit die Anforderung, dass der steigende Regelleistungsbedarf durch alternative Erbringer gedeckt werden muss.

Untersuchungen zu Potentialen für die Bereitstellung von Regelleistung haben gezeigt, dass der Bedarf negativer SRL und MRL besonders bei hoher Einspeisung aus regenerativen Energien ebenfalls hoch ist. Es wird somit geschlussfolgert, dass dieser Bedarf in Zukunft auch von EE anteilig gedeckt werden kann. Da zunehmend zu Zeiten hoher regenerativer Erzeugung konventionelle Kraftwerke aus dem Markt gedrängt werden, ist es in Zukunft möglich, dass die negative Regelleistung überwiegend durch EE-Anlagen bereitgestellt wird, während positive Regelleistung durch schnell regelbare Kraftwerke erbracht werden kann. Um dies zu erreichen ist eine Einbindung dieser neuen Regelleistungserbringer in das System notwendig.

Forschungen zur Bereitstellung von Regelleistung durch Windenergieanlagen haben gezeigt, dass technisch eine Erbringung bereits heute möglich ist. Für eine vollständige Einbindung in das System sind Änderungen der Ausschreibungsbedingungen bezüglich Produktlänge und Vorlaufzeit notwendig. Eine Präqualifikation von Windenergieanlagen für die negative MRL ist bereits in ersten Pilotverfahren durchgeführt [73].

Die theoretische Untersuchung einer zunehmenden Regelleistungsbereitstellung von EZA im Verteilnetz hat gezeigt, dass Konflikte mit dem lokalen Netzbetrieb und insbesondere mit dem Engpassmanagement des VNB möglich sind. Daher ist eine Koordinierung der Regelleistungsvorhaltung und -erbringung mit den Wirkleistungsregelungen der verschiedenen Akteure notwendig um die unterschiedlichen Konflikte zu beherrschen. Die Verbesserung der Planbarkeit und Automatisierung im Netzbetrieb ist dabei eine wesentliche Anforderung an den zukünftigen Netzbetrieb.

Eine weitere Anforderung bei der Regelleistungsbereitstellung im Verteilnetz ergibt sich bei der Berücksichtigung von möglichen veränderten Gleichzeitigkeiten der Wirkleistungsabgabe. Bei Feststellung von Rückwirkungen auf die Spannungsqualität im Netz durch die Regelleistungsbereitstellung, sind mögliche Einschränkungen durch den Netzbetreiber durch lokale Vorgaben notwendig.

3.5 Interaktion und Einfluss von Markt und Netz

3.5.1 Direktvermarktung im aktuellen Marktdesign

Die Preisbildung am Spotmarkt für Strom basiert auf dem Prinzip einer Merit-Order nach preisgünstigster Erzeugung. Hierbei werden alle Stromerzeuger jeweils mit ihren variablen Grenzkosten aufsteigend geordnet. Das letzte Angebot, welches zur Deckung der aktuellen Stromnachfrage benötigt wird, bestimmt dann den Strompreis für alle anderen Erzeuger. Primärenergieträger wie Kernenergie und Braunkohle ordnen sich hierbei im vorderen Bereich der Merit-Order ein. Preisbildende Kraftwerke sind zumeist Steinkohle- oder Gaskraftwerke. Regenerative Energien besitzen nach Einordnung in diesem System keine variablen Grenzkosten und werden somit in der Merit-Order vor allen anderen Primärenergieträgern gelistet. Folgende Abbildung 20 zeigt die Merit-Order nach Leistung und Grenzkosten am Beispiel der gesamten installierten Erzeugung in Westeuropa. In Situationen mit einer hohen Einspeisung aus regenerativen Energien werden Kraftwerke mit hohen variablen Grenzkosten (z.B. Erdgas) aus dem Markt gedrängt. In diesen Situationen sinkt gleichzeitig der Börsenstrompreis, da der Preis nun nicht mehr durch die benannten Kraftwerke mit hohen Grenzkosten bestimmt wird.

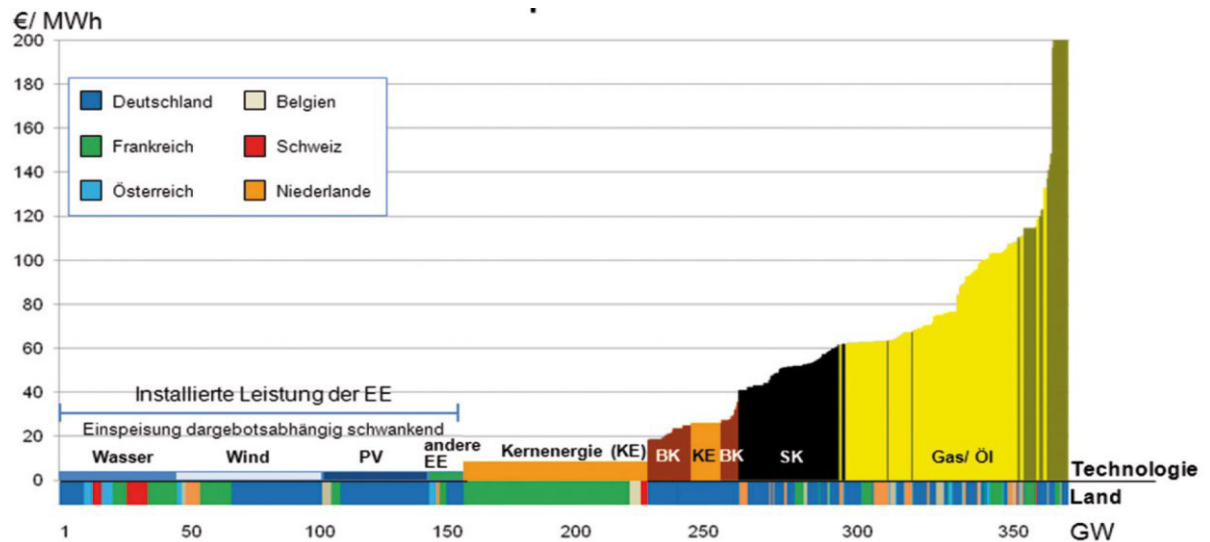


Abbildung 20: Merit-Order der Erzeugungsleistung geordnet nach Grenzkosten [74]

Konventionelle Kraftwerke werden in der Regel mit einer Mindestleistung (must-run) z.B. aufgrund vermarkteter Regelleistung oder aus technologischen Gründen betrieben, wodurch sich der Kapazitätsüberschuss verstärken kann [38]. Bei niedrigen Börsenstrompreisen unterhalb der konkreten variablen Grenzkosten für den jeweiligen Kraftwerksblock sind die Kosten für das Ab- und Wiederanfahren des Blockes in einer gesamtwirtschaftlichen Kostenbewertung zu berücksichtigen [50].

Als Folge von Überkapazitäten im System können somit auch negative Strompreise auftreten. Zusammenfassend lassen sich folgende Einflussfaktoren konkretisieren, welche zu Situationen mit niedrigen bzw. negativen Börsenstrompreisen führen [50] [75]:

- Hohe Einspeisung von EE
- Gebotsverhalten von EE-Erzeugung (feste Vergütung)
- Niedrige Verbrauchslast (Sonn- und Feiertag bzw. Nachtstunden)
- Betriebsverhalten von konventionellen Kraftwerken - hohe Kosten für An- und Abfahren einzelner Kraftwerksblöcke
- Bereitstellung (Vorhaltung) von SDL z.B. Regelleistung
- Einschränkungen durch wärmegeführte Fahrweise von Kraftwerken

Durch einen weiteren Ausbau der EE bei gleichbleibender Flexibilität der konventionellen Kraftwerke besteht die Problemstellung, dass Situationen mit negativen Strompreisen gehäuft auftreten können. Bis zum Jahr 2022 wird ein Anstieg der Stunden mit negativen Strompreisen von 65 Stunden pro Jahr (2013) auf über 1.000 Stunden pro Jahr erwartet [75]. Um diese Situationen zu verhindern bzw. abzuschwächen, können must-run-Kapazitäten von konventionellen Kraftwerksblöcken gesenkt werden. Dies könnte

zum Beispiel durch eine Erweiterung des Regelleistungsmarktes auf EE (Abschnitt 3.4.2) erreicht werden. Wenn konventionelle Kraftwerke, aufgrund der steigenden Konkurrenz am Regelleistungsmarkt diese Leistungsscheiben nicht mehr vermarkten, besteht für viele dieser Kraftwerke kein Anreiz dafür in Situationen mit hoher EE-Einspeisung, insbesondere bei niedrigen Strompreisen, weiterhin mit ihrer must-run-Kapazität am Netz zu bleiben. Damit negative Börsenstrompreise nicht über einen längeren Zeitraum (mehrere Stunden) bestehen bleiben, wird ein marktgesteuertes Verhalten der EE im Rahmen der Direktvermarktung durchgeführt.

Bei der Direktvermarktung wird der eingespeiste Strom nicht mehr durch den ÜNB an der Strombörse, sondern von eigenständigen Unternehmen zusammengefasst und unter wirtschaftlichen Aspekten vermarktet. Die Basis bildet dabei die gesetzlich gesicherte Einspeisevergütung, sodass die Differenz zwischen Marktpreis und fester Einspeisevergütung durch die sogenannte Marktpremie ausgeglichen wird. Ein weiteres Ziel der Direktvermarktung ist neben der Förderung des Wettbewerbs und Innovation auf dem Strommarkt auch eine Verbesserung der Steuerbarkeit der EZA [51]. Diese ist zwingende Voraussetzung für die Beteiligung der EE-Anlagen an der Direktvermarktung.

Der aktuelle Anteil der EE-Erzeugungsleistung in der Direktvermarktung gegenüber einer Vermarktung nach dem EEG beträgt (Stand 2013) [50] [76]:

- Windenergie 87,5 %
- Photovoltaik 11,4 %
- Biomasse 45,2%.

Insbesondere in Netzregionen mit einem hohen Anteil von Erzeugungsleistung in der 110-kV-Ebene ist der Anteil der Direktvermarktung entsprechend größer.

Im Gegensatz zu den ÜNB vor 2012 verwenden die Vermarkter in der Direktvermarktung zusätzliche Informationen und Daten, um in der Folge die Prognoseabweichung so gering wie möglich zu halten und so Zahlungen für Ausgleichsenergie zu verringern (vgl. Abbildung 12; Abschnitt 3.3.3). Dies hat zur Folge, dass sich die Prognosegenauigkeit im Gesamtsystem nach Einführung der Direktvermarktung stetig verbessert hat, was auch zu einer Verringerung des Regelleistungsbedarfs führte. Im Gegensatz dazu ist beim ÜNB die Prognosegenauigkeit der Einspeisung gleich geblieben, trotz dem der ÜNB deutlich weniger Leistung vermarktet [51]. Aufgrund einer weiteren Durchdringung der Direktvermarktung von EE-Anlagen ist in Zukunft auch mit einer weiteren Verbesserung der Prognosegüte zu rechnen.

In Situationen mit negativen Strompreisen ergibt sich ein wirtschaftlicher Anreiz für Vermarkter von EE die Wirkleistung zu reduzieren. Die Grenze des negativen Börsenstrompreises, bei der EE ihre Leistung anpassen, liegt derzeit bei ca. -70 €/MWh. Aufgrund der festen Vergütung entsteht erst ab diesem Preis ein Verlust des Direktvermarkters. Beispielhafte Untersuchungen bei EZA mit einem Inbetriebnahmedatum 2012 haben für Windenergieanlagen einen Grenzpreis von -72,6 €/MWh und für große PV-Anlagen -96,6 €/MWh ergeben [50].

Weitere Entscheidungskriterien für eine Absenkung der Erzeugungsleistung sind vor allem die Technik der Anlage, der Standort, Inbetriebnahmedatum der Anlagen und damit verbunden die Vergütung der Einzelanlage. Eine Wirkleistungsregelung durch den Direktvermarkter ist somit abhängig von der Zusammensetzung und Größe des zu vermarkteten Pools sowie von der Gebotsstrategie. Eine Aussage bezüglich des genauen Verhaltens einzelner EZA bei negativen Strompreisen ist aufgrund der vielen Einflussfaktoren nicht möglich. Bei einer weiteren Öffnung des Regellenergiemarktes hinsichtlich der Bereitstellung von Regelleistung aus EE-Anlagen (vgl. Abschnitt 3.4.3) werden weitere Einflussfaktoren bei der betrieblichen Entscheidung des Anlagenbetreibers und Direktvermarkters an Bedeutung gewinnen.

Neben der marktorientierten Steuerung der EZA am Spotmarkt für Strom bildet die Direktvermarktung auch die Grundlagen für die Beteiligung von EE-Anlagen am Regellenergiemarkt. Insbesondere die organisatorischen und technischen Bedingungen sind bereits zum Großteil durch die Einführung der Direktvermarktung abgedeckt. Grundvoraussetzung, um den EE-Anlagen eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt zu ermöglichen, ist eine Anpassung der Ausschreibungsbedingungen der Regelleistungsprodukte [16] (vgl. Abschnitt 3.4.3). Weiterhin sind Prognose- und Nachweisverfahren zwingend weiterzuentwickeln [73]. Die Motivation zur Beteiligung von EE-Anlagen an zusätzlichen Märkten wie dem Regelleistungsmarkt ist vor allem durch die Direktvermarkter gegeben, da bei einem weiter steigenden Angebot an Erzeugungsleistung zusätzliche wirtschaftliche Erlöse gesucht werden.

3.5.2 Einfluss des Marktes auf das Netz

Die zuvor dargestellte Direktvermarktung von EE-Anlagen ist eine rein marktbasierende Ansteuerung von Erzeugungsleistung und basiert grundlegend auf einer Bewertung hinsichtlich des Börsenstrompreises, der Vergütung der Einzelanlage und der Konstellation des zu vermarktenden Pools. Im folgenden Abschnitt werden die Einflüsse dieser Ansteue-

rung auf den lokalen Netzbetrieb im Verteilnetz erläutert, insbesondere vor dem Hintergrund, dass in Zukunft die Anforderungen des Engpassmanagements, Blindleistungsmanagements und der marktbasierten Ansteuerung im Rahmen der Bereitstellung von Regelleistung von EZA an Bedeutung gewinnen werden.

Marktbasierte Ab- und Wiedereinschaltungen von Erzeugungsleistung sind ohne lokale Begrenzung mit hohen Leistungsgradienten verbunden (vgl. Abschnitt 3.3.4). Diese können zum Teil hohe Spannungsänderungen am jeweiligen Netzknoten als auch Überschreitungen von Grenzwerten der Strombelastbarkeit in kurzen Zeiträumen verursachen.

Am Beispiel des Einsatzes von dezentralen EZA im Rahmen der Spannungshaltung im aktiven Blindleistungsmanagement wird nachfolgend gezeigt, welchen Einfluss eine marktbasierte Wirkleistungssteuerung auf das Netz haben kann. Wird Erzeugungsleistung auf $P_{EZA} / P_n = 0\%$ abgesenkt, ist eine Blindleistungsbereitstellung unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht mehr möglich [22] [65]. Schlussfolgernd können durch die marktbasierte Regelung der Anlagen Möglichkeiten und Potentiale der Blindleistungsbereitstellung zeitweise eingeschränkt werden.

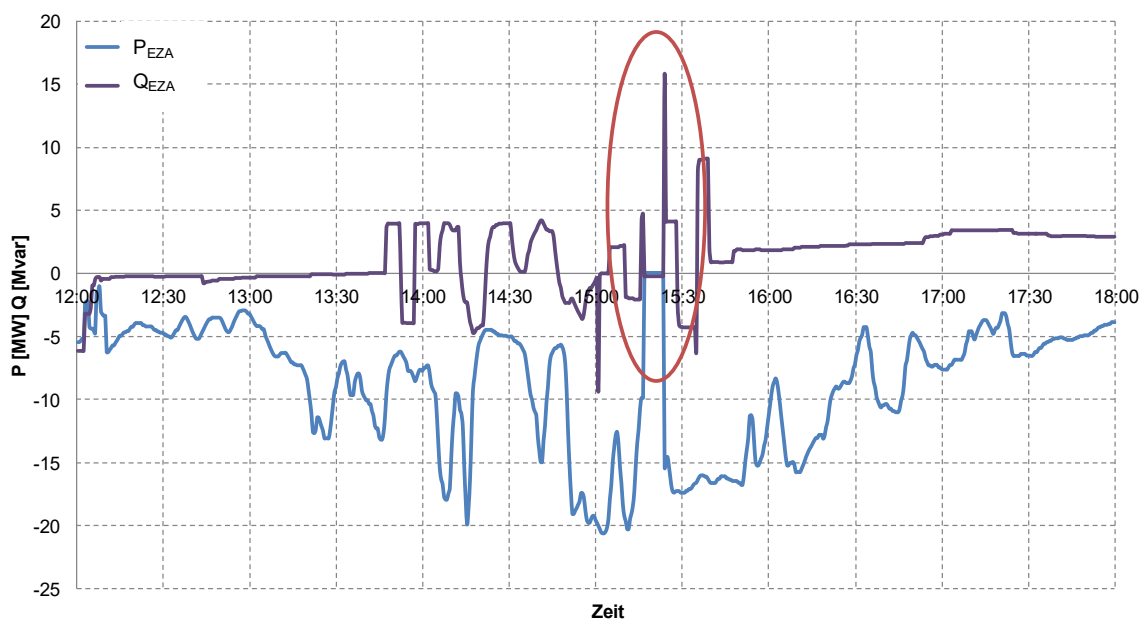


Abbildung 21: Einfluss eines Markteingriffs auf die aktive Blindleistungsbereitstellung [77]

Abbildung 21 zeigt die aktive Blindleistungsbereitstellung (lila) bei sich verändernder Wirkleistung (blau) im Rahmen eines Pilotversuchs mit einer PV-Anlage am 110-kV-Netz. Ziel des Versuches war es, für verschiedene Regelstrategien Blindleistung der PV-Anlage für das Netz zur Verfügung zu stellen. Im Laufe des Versuchs hat der Direktvermarkter

ohne vorherige Abstimmung mit dem Netz- oder Anlagenbetreiber die Wirkleistung auf $P_{EZA} / P_n = 0\%$ reduziert (roter Kreis), wodurch auch die Bereitstellung der Blindleistung nicht mehr möglich war. Anhand dieses Beispiels zeigt sich deutlich, dass eine Koordination der Wirkleistungseingriffe unter allen Akteuren notwendig ist und Informationen über die Verfügbarkeit der EZA übermittelt werden müssen [77].

Ein weiterer Einfluss der marktbasierten Wirkleistungsregelung wird beim konkreten Leistungsfluss im Verteilnetz und den damit verbundenen Engpassmanagementmaßnahmen des VNB identifiziert. Es ist davon auszugehen, dass insbesondere in Situationen mit einer hohen Einspeisung aus Wind und PV sowohl negative Börsenstrompreise als auch Engpasssituationen im Verteil- und Übertragungsnetz auftreten. Im Moment der marktbasierten Absenkung von Erzeugungsleistung kann zunächst ein positiver Effekt im Hinblick auf das lokale Engpassmanagement resultieren. Wobei hier aufgrund der nicht vorhandenen Informationsweitergabe zwischen VNB, ÜNB und Direktvermarkter keine zeitliche Koordination der Maßnahmen stattfindet. So können Situationen auftreten, in denen durch eine marktbasierte, reduzierte Leistung der EZA das automatische NSM-System in der Netzbetriebsführung keine Überlastung feststellt. Zum Zeitpunkt einer erneuten, marktbasierten Wiederschaltung der Erzeugungsleistung durch den Direktvermarkter, kann sich dadurch eine hohe Belastung der lokalen Betriebsmittel ergeben. Infolge dessen erkennt das automatische NSM-System eine Überlastung, woraus ein erneuter Eingriff in die Erzeugung, in diesem Fall aus netztechnischer Sicht, resultiert.

Weitere Auswirkungen der marktbasierten Regelung von EZA lassen sich hinsichtlich der Einflüsse auf die Prognosen der ÜNB und VNB identifizieren. Auf Grundlage der Vortageprognosen werden bei Identifizierung von Engpässen im Übertragungsnetz Redispatchmaßnahmen geplant und eingeleitet. Zu bestimmten Zeitpunkten kann Erzeugungsleistung im Moment des Eintretens des Engpasses allerdings bereits aufgrund von negativen Börsenstrompreisen abgesenkt sein. Folglich werden die geplanten oder bereits eingeleiteten Redispatchmaßnahmen unnötig. Die vom ÜNB geplanten und übermittelten Einsatzplanänderungen der Kraftwerke werden allerdings trotzdem umgesetzt. Diese Situationen verursachen somit unnötige Gesamtsystemkosten, welche aufgrund der positiven Wirkung des Marktes vermeidbar wären.

Anhand der dargelegten Auswirkungen zeigt sich, dass der Einfluss der marktbasierten Wirkleistungsregelung bereits heute auftreten kann. Durch eine weiter steigende Durchdringung von EE bei einem gleichbleibenden Strommarktdesign werden in Zukunft die Anzahl der Situationen mit niedrigen und negativen Strompreisen zunehmen (vgl. Ab-

schnitt 3.5.1). Selbst bei einer grundlegenden Änderung der Rolle der Erneuerbaren Energien am Markt, z.B. mit einer Änderung der festen Einspeisevergütung, werden die Situationen, in denen EE-Anlagen auf Marktsignale reagieren, auch aufgrund der Stärkung des kurzfristigen Intraday-Handels, voraussichtlich weiter zunehmen. Schlussfolgernd steigen auch die Auswirkungen auf den lokalen Netzbetrieb im Verteilnetz.

3.5.3 Anforderungen an die Interaktion Markt-Netz

Um die Einflüsse der Interaktion des Marktes auf den Netzbetrieb zu berücksichtigen, sind entsprechende Anforderungen auf Grundlage der im vorherigen Abschnitt erläuterten Problemfelder zu definieren.

Eine Problemstellung bei der marktbasierten Ansteuerung von Anlagen bezüglich des Netzbetriebs ist die fehlende Informationsweitergabe der entsprechenden Leistungsänderung. Um die technischen Auswirkungen und mögliche Konflikte der Leistungsänderungen im Netzbetrieb durch den verantwortlichen Netzbetreiber zu beurteilen, sind die geplanten Maßnahmen des Direktvermarkters mit einem ausreichend zeitlichen Vorlauf zu ermitteln und als Information weiterzugeben. Eine Vorhersage des Auftretens von negativen Day-Ahead Strompreisen sowohl für das Preisniveau als auch für den Zeitraum ist aus praktischer Sicht aufgrund der fehlenden Systematik des Auftretens und sich ständig ändernden Randbedingungen und Einflussfaktoren (vgl. Abschnitt 3.5.1) allerdings nicht möglich [50]. Derzeit existieren keine festgelegten Zeitpunkte zur Bekanntgabe der Einsatzentscheidung von einzelnen Vermarkter. Daher wird die Anforderung gestellt, dass marktbasierende Änderungen der Wirkleistung unmittelbar nach Festlegung durch den Vermarkter als Information an die betreffenden Netzbetreiber zu übermitteln sind.

Die vorhandenen Systeme zur automatischen Bewertung der Netzsicherheit im Verteilnetz berücksichtigen derzeit nur die Netzsituation auf Basis von aktuellen Messwerten. Um ein Nachregeln des automatischen NSM-Systems bei Markteingriffen zu verhindern, kann die maximal mögliche Erzeugungsleistung, in einer Netzbewertung berücksichtigt werden. Diese Leistung ermittelt sich bei wetterabhängigen EZA anhand der aktuellen Wetterverhältnisse (Windgeschwindigkeit, Solarstrahlung) [73]. So kann bei einer marktbedingten Wiederschaltung der Wirkleistung zunächst eine technische Prüfung durch den VNB erfolgen. Es ist dabei rechnerisch zu prüfen, ob die geplante Leistungserhöhung auf die maximal mögliche Einspeiseleistung zu unzulässigen Zuständen im Netz führt. Erst nach einer Prüfung ist eine Wiederschaltung möglich. Notwendig ist hierbei, dass die Information zu der aktuell maximal möglichen Einspeisung der Anlage an den VNB

übertragen wird. Dieser kann dann auf dieser Grundlage eine Netzbewertung vornehmen. Bei einer geplanten Wiederschaltung durch den Direktvermarkter ist demzufolge zwingend die Freigabe oder Einschränkung des VNB als Information an den Direktvermarkter zu übermitteln. Vereinfacht sind auch automatische Systeme bzw. Signale möglich, welche dem Anlagenbetreiber oder Direktvermarkter in der Betriebsführung der Anlage den jeweiligen Zustand des Netzes bzw. die Freigabe oder Einschränkung des VNB anzeigen.

Im Gegensatz zu Anforderungen an das Netzleitsystem des VNB und im speziellen an das NSM-System können für das Problem sehr hoher Leistungsgradienten (vgl. Abschnitt 3.3.4) und den Auswirkungen auf die Spannungshaltung auch Anforderungen dezentral an die Konfiguration und Parametrierung der EZA gestellt werden. Insbesondere die Auswirkung auf die Spannung bei einer marktbasierten Leistungsänderung lässt sich durch eine Begrenzung der maximalen Leistungsgradienten beim Wiederschalten beherrschen. Hierzu ist in Zukunft der marktbasierte Einfluss in den Netzanschlussrichtlinien des jeweiligen Netzbetreibers aufzunehmen und bezogen auf die Spannungsebene zu bewerten. Im Anschluss sind maximale Leistungsgradienten für eine marktbasierte Wiederschaltung der EZA festzulegen.

Eine zusätzliche Anforderung bezüglich der Bereitstellung weiterer SDL insbesondere Blindleistung für das Verteilnetz ist z.B. die Sicherstellung der Blindleistungsfähigkeit der Anlage im Verteilnetz. Dies kann durch Festlegung einer Mindestleistung im Rahmen von technischen Richtlinien erreicht werden. Diese Mindestleistung ist zum Teil abhängig von der jeweils verwendeten Technologie der EZA. Während zum Teil einige EZA bereits bei einer geringen Leistung von $P/P_n < 1\%$ die volle Blindleistungsfähigkeit erreichen können [77], wird in den gesetzlich verankerten Regelwerken die volle Blindleistungsfähigkeit für EZA im HS-Netz erst ab einer Wirkleistung von $P/P_n \geq 20\%$ gefordert [22] [65]. Eine weitere Möglichkeit ist die Implementierung einer Phasenschieberfähigkeit in der EZA [28] [78]. Diese hat den Vorteil, dass nicht nur bei marktbasierten Ansteuerungen der EZA sondern auch bei normalen Schwankungen bzw. der Nichtverfügbarkeit des Primärenergieträgers die Blindleistungsstellfähigkeit der EZA bestehen bleibt.

Somit sind aus der Analyse des Markteinflusses auf die Wirkleistungsregelung im Netz sowohl Anforderungen an die Festlegungen von allgemeingültigen technischen Regeln und Richtlinien zu stellen, als auch die Besonderheiten der Markt-Netz-Interaktion in der Weiterentwicklung von Netzleitsystemen hinsichtlich einer Planbarkeit und Informationsweitergabe zu beachten.

Weitere neue Möglichkeiten der Interaktion zwischen Markt und Netz bestehen in einer aktiven netzdienlichen Regelung der Wirkleistung durch den VNB über den bestehenden Markt oder neu zu schaffende regionale Märkte [79]. Bei der Feststellung von kritischen Netzsituationen können über diese Märkte sogenannte Flexibilitäten durch den VNB ausgeschrieben und von den Akteuren, wie EZA, flexiblen Lasten oder Speichern bereitgestellt werden [80]. Für die Bereitstellung der Flexibilitäten wird ein Preis festgelegt. Dadurch lassen sich bestimmte kritische Netzsituationen gegebenenfalls kostengünstiger als herkömmliche Netzeingriffe im Vorfeld durch einen Markt lösen. Da eine Ausgestaltung der Nutzung von Flexibilitäten zum aktuellen Zeitpunkt vollkommen offen ist [79], werden in der nachfolgenden Entwicklung von technischen Lösungen diese Möglichkeiten des Wirkleistungsmanagements nicht weiter untersucht. Daher wird der Fokus bezüglich der Berücksichtigung der Markt-Netz-Interaktion auf die beschriebenen Anforderungen zur Anpassung von aktuellen Richtlinien und Weiterentwicklung der automatischen Systeme in der Netzbetriebsführung gelegt.

4 Technische Lösungen für ein Wirkleistungsmanagement

4.1 Voraussetzungen für die technischen Lösungen

Als eine zentrale Anforderung an das Wirkleistungsmanagement für einen sicheren Betrieb des Verteilnetzes sowie zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit im Verbundnetz wird eine Verbesserung der Planbarkeit in der Netzbetriebsführung identifiziert. Für eine zunehmend dezentrale Bereitstellung von SDL ist eine Koordinierung mit dem lokalen Netzbetrieb notwendig. Dies betrifft die zukünftige Bereitstellung von Regelleistung aus dem Verteilnetz sowie die Nutzung von Erzeugungsleistung im Verteilnetz für ein Engpassmanagement im Übertragungsnetz im Rahmen von Redispatchmaßnahmen. Einen weiteren Einfluss auf das Engpassmanagement und die Netzbetriebsführung bilden dabei auch die passiven Veränderungen, z.B. die perspektivische Erhöhung von Leistungsgradienten als Einflussfaktor in der operativen Netzbetriebsführung.

Für die im Abschnitt 3 aufgezeigten Problemstellungen und abgeleiteten Anforderungen werden nachfolgend Einzellösungen entwickelt. Diese sind dann in einem Gesamtprozess einzuordnen, da hier zum Teil gegenseitige Einflüsse sowie gemeinsame Grundprozesse zu beachten sind. In der nachfolgenden Beschreibung der technischen Lösungen wird davon ausgegangen, dass bereits ein großes Potential für die verschiedenen Wirkleistungsregelungen im Verteilnetz vorhanden ist und Hemmnisse z.B. Zugangsbedingungen zum Regelleistungsmarkt durch entsprechende Anpassungen der Regularien beseitigt sind [16] (vgl. Abschnitt 3.4.3).

Abbildung 22 zeigt die Grundstruktur der nachfolgend zu entwickelnden technischen Lösungen auf Basis bereits bestehender Prozesse und Abhängigkeiten zueinander. So wird vor allem aus der Entwicklung von Lösungen zur Erbringung von Regelleistung aus dem Verteilnetz sowie zur Nutzung von Redispatchpotential deutlich, dass eine detaillierte Vortagesplanung in der Netzbetriebsführung des VNB eine wesentliche Grundlage zur Erfüllung der Anforderungen darstellt. Weiterhin ist aber eine sichere Beherrschung von nicht planbaren Ereignissen und deren Auswirkungen im operativen Netzbetrieb notwendig. Neben den bestehenden Netzführungsaufgaben im operativen Netzbetrieb kann auch die identifizierte Problemstellung hoher Leistungsgradienten durch geeignete Maßnahmen gelöst werden.

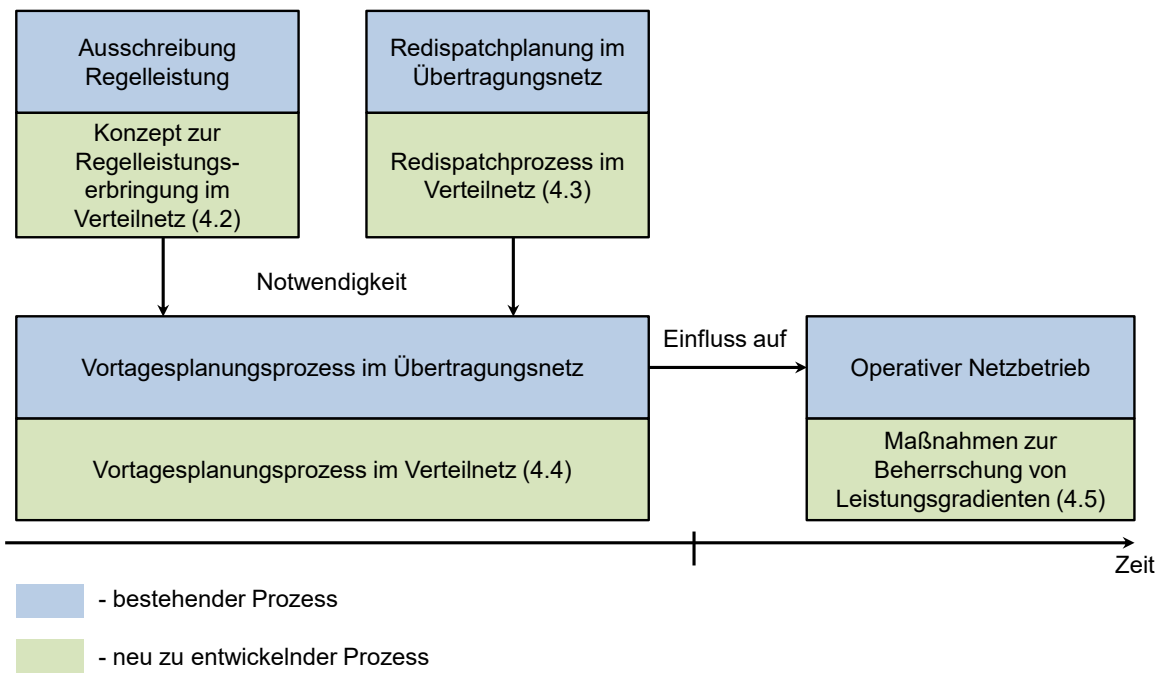


Abbildung 22: Übersicht der entwickelten technischen Lösungen

Die Verantwortung für die Einhaltung der Netz- und Systemsicherheit liegt im jeweiligen Zuständigkeitsbereich der Netzbetreiber. Eine netzebenenübergreifende Steuerung von Wirkleistung muss dabei mit dem zuständigen Netzbetreiber koordiniert werden. Da zunehmend marktbasierte Prozesse mit dezentralen Akteuren umgesetzt werden, ist weiterhin die Aufrechterhaltung der Diskriminierungsfreiheit sowie eines freien Marktes, soweit dies möglich ist, ein wichtiger Grundsatz. Hierzu ist auch die Einhaltung der größtmöglichen Effizienz für die Umsetzung entsprechender Maßnahmen notwendig.

Wesentliche Voraussetzung für die Umsetzung der technischen Lösungen ist auch eine Etablierung von umfassenden Datenerfassungs- und -austauschprozessen. Es wird davon ausgegangen, dass die für den jeweiligen Prozess notwendigen Daten vorhanden sind und den beteiligten Akteuren zur Verfügung gestellt werden. Die genaue technische Spezifikation der IKT-Schnittstellen und technischen Systeme zur Erfassung und Übermittlung der Daten ist nicht Teil in dieser Arbeit. Bei der Entwicklung der technischen Lösungen wird weiterhin davon ausgegangen, dass keine grundlegende Veränderung bzw. Neuentwicklung der bestehenden Märkte bzw. Marktprozesse stattfindet. Ausnahmen bilden dabei die bereits in Abschnitt 3.4.3 aufgezeigten Veränderungen hinsichtlich Ausschreibungszeiträumen und Produktlängen für die Bereitstellung von SRL und MRL.

In den nachfolgenden Abschnitten werden die in dieser Arbeit entwickelten Einzellösungen und -prozesse dargestellt und erläutert. Die technischen Lösungen konzentrieren sich

vor allem auf eine Weiterentwicklung der Systeme der Netzbetreiber bezüglich der aufgezeigten Problemstellungen, insbesondere auf einen Koordinierungsbedarf zwischen den Akteuren im System.

4.2 Technische Lösung zur Regelleistungserbringung im Verteilnetz

4.2.1 Prozess der dynamischen VNB-Freigabe

Die Analyse der Problemstellung für eine zukünftige Regelleistungsbereitstellung im Verteilnetz (vgl. Abschnitt 3.4) hat gezeigt, dass bei einem perspektivisch steigenden Regelleistungsbedarf vor allem negative Regelleistung durch dezentrale EZA auch auf Basis von EE aus dem Verteilnetz erbracht werden kann. Bei einer steigenden Bedeutung von Wirkleistungsanpassungen aufgrund lokaler und globaler Engpassmanagementmaßnahmen ergibt sich die Anforderung an eine Koordinierung zwischen den Betriebsführungsprozessen des VNB und der Erbringung und Vorhaltung von Regelleistung durch den Regelleistungsanbieter (RLA).

Derzeit bestätigt der VNB im Rahmen des Präqualifikationsprozesses (vgl. Abschnitt 2.1.2) einmalig die Einspeisung der TE (Anschlussnetzbetreiber(ANB)-Bescheinigung). Diese Bestätigung ist nicht geeignet, um die sich ändernden Netzsituationen aufgrund der fluktuierenden Einspeisung, zu berücksichtigen. Die Bestätigung des VNB dient heute der einmaligen Identifizierung und Beurteilung der TE durch den Netzbetreiber. Eine pauschale Freigabe oder eine Ablehnung der Regelleistungsvorhaltung aufgrund lokaler Netzrestriktionen ist in dem heutigen, statischen Beteiligungsprozess des VNB nicht möglich, da zum Zeitpunkt der Bewertung durch den VNB keine Aussagen darüber getroffen werden können, ob die konkrete TE für eine mögliche Regelleistungserbringung zur Verfügung steht. Bei einer Ablehnung durch den VNB würde die TE keine Präqualifikation erhalten, obwohl eine Regelleistungserbringung prinzipiell möglich wäre und nur zu bestimmten Zeitpunkten in extremen Einspeisesituationen durch lokale Netzrestriktionen eingeschränkt wird.

Um die Erbringung von Regelleistung mit lokalen Maßnahmen des VNB in der Netzbetriebsführung zu koordinieren, wird nachfolgend der Prozess einer „dynamischen VNB-Freigabe“ der TE für die Regelleistungsbereitstellung vorgestellt. Hierzu wird auf Basis von Prognosedaten im Rahmen einer Vortagesplanung der Netzzustand bewertet. Ergebnisse hieraus mögliche Konflikte in der Regelleistungsvorhaltung bzw. -erbringung, können diese im Vorfeld durch geeignete Kommunikationswege übermittelt werden. Der

Regelleistungsanbieter hat dann die Möglichkeit, die Regelleistungsvorhaltung umzuplanen und andere TE zu verwenden. Die folgende Abbildung 23 zeigt schematisch den Prozess der Regelleistungserbringung mit der dynamischen VNB-Freigabe und möglichen Zeitpunkten für eine Netzzustandsbewertung und Informationsübermittlung durch den VNB. Der entwickelte Prozess orientiert sich dabei an den heute etablierten Prozessen und Abläufen für die Bereitstellung von Regelleistung.

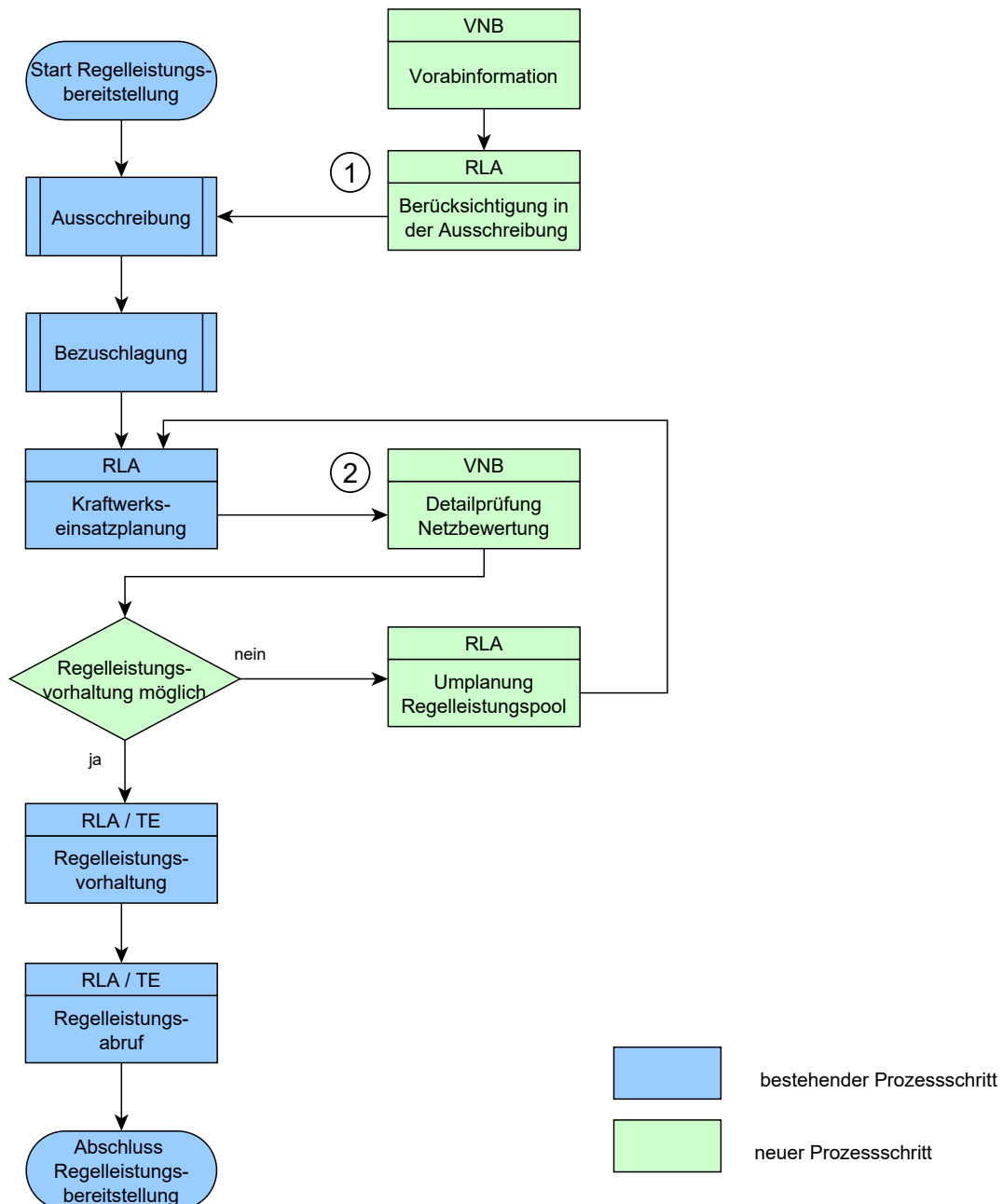


Abbildung 23: Prozess Regelleistungsbereitstellung und dynamische VNB-Freigabe

Im ersten Schritt besteht die Möglichkeit einer Netzzustandsbewertung vor dem Ausschreibungsprozess (Zeitpunkt ① in Abbildung 23). Diese basiert auf einer Lastflussprognose der erwarteten Einspeisung und Last in Verbindung mit einer Netzberechnung. Hierzu werden auch bis dahin bekannte, geplante Maßnahmen des VNB berücksichtigt. Erhält der Regelleistungsanbieter vor der Ausschreibung Informationen über eine mögliche Einschränkung einzelner TE seines Regelleistungspools, kann das Ausschreibungsangebot unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit anderer TE angepasst werden. Eine Netzbewertung ist, orientiert an den Ausschreibungszeiträumen, vor 10:00 Uhr (MRL) bzw. vor 09:00 Uhr (SRL, zukünftig) für den Folgetag durchzuführen [16]. Da der Regelleistungsanbieter in der Regel zu diesem Zeitpunkt allerdings noch keine verbindliche Zuordnung des Regelleistungsangebotes zu den konkreten TE durchführt, ist zu diesem Zeitpunkt offen, inwieweit diese zusätzlichen Informationen effektiv genutzt werden können. Daher ist ein kompletter Rückzug von Angeboten unwahrscheinlich. Der Regelleistungsanbieter hat aber die Möglichkeit, das erhöhte Risiko der Einschränkung im konkreten Angebot z.B. im Preis zu berücksichtigen.

Nach Marktschluss des Regelleistungsmarktes und Day-ahead-Spotmarktes werden die Einsatzpläne für die EZA erstellt und um 14:30 Uhr durch den Vermarkter bzw. Regelleistungsanbieter bereitgestellt (vgl. Abbildung 5). Hierbei werden den einzelnen Kraftwerksblöcken und EZA die konkreten Leistungsscheiben für die einzelnen vermarkteten Regelleistungsarten zugeordnet. Auch dabei hat der Regelleistungsanbieter die Möglichkeit, die Verfügbarkeit der TE auf Basis der Vorabinformation des VNB (Zeitpunkt ①) zu berücksichtigen und in der Planung nur die TE zu verwenden, welche nicht durch mögliche Restriktionen des VNB beschränkt sind.

Auf Basis der Informationen zu den Einsatzplänen der TE hat der VNB im nächsten Schritt des Prozesses die Möglichkeit, eine weitere Netzzustandsbewertung durchzuführen (Zeitpunkt ② in Abbildung 23). Der Vorteil gegenüber der Vorabinformation (Zeitpunkt ①) besteht in einer höheren Prognosegenauigkeit der gesamten Bewertung, da nicht nur auf eigene Wetterprognosen und Hochrechnungen zurückgegriffen werden kann, sondern auch die Daten der konkret vermarkteten Leistungen für jede Viertelstunde genutzt werden können [60]. Je näher die Prognose an den Erbringungszeitraum der jeweiligen Leistung heranreicht, umso genauer werden auch die Eingangsdaten der Netzzustandsbewertung des VNB und umso genauer können Einschränkungen in der Regelleistungserbringung ermittelt werden.

Werden Einschränkungen durch die Netzzustandsbewertung identifiziert, können diese Informationen dem Regelleistungsanbieter für die jeweilige TE zur Verfügung gestellt werden. Zum Zeitpunkt ② in Abbildung 23 hat der Regelleistungsanbieter allerdings keine Möglichkeit mehr, das Ausschreibungsangebot anzupassen bzw. zurückzuziehen. Da der Regelleistungsanbieter von der Erbringung bzw. Vorhaltung der Regelleistung nicht ausgenommen wird, ist die durch die Einschränkung des VNB betroffene TE durch eine andere TE des Regelleistungspools zu ersetzen. Generell besteht diese Absicherungspflicht als Grundvoraussetzung für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt (vgl. Abschnitt 2.1.2). Einschränkungen des VNB gehen somit als weitere Unsicherheit bzw. als weiterer Störfaktor in die Absicherung des Regelleistungspools ein. Sind vermehrt Einschränkungen durch den VNB zu erwarten, muss schlussfolgernd die Leistung zur Absicherung im Regelleistungspool erhöht oder regional über ein größeres Netzgebiet verteilt werden. Eine andere Möglichkeit besteht darin, die konkrete TE für die Regelleistungsbereitstellung zunächst nicht mehr einzuplanen, bis der Engpass nicht mehr vorhanden ist. Wird das Netz planerisch mit einer Spitzenkappung ausgelegt [59] (vgl. Abschnitt 3.3.2), kann der Engpass dauerhaft bestehen, sodass in Situationen hoher Einspeisung systematisch Erzeugungsleistung abgeregelt werden muss. Bei Anwendung der Spitzenkappung steigt somit auch die Wahrscheinlichkeit, dass TE in der Regelleistungsvorhaltung im Rahmen der dynamischen VNB-Freigabe umgeplant werden müssen bzw. für die Regelleistungsbereitstellung von vornherein in der Ausschreibungsphase nicht eingeplant werden.

4.2.2 Umsetzungsaspekte der dynamischen VNB-Freigabe

Ziel der dynamischen VNB-Freigabe ist es, so früh wie möglich Informationen zu Einschränkungen zu liefern, um so die Planbarkeit und Sicherheit für den Regelleistungsanbieter und für die Regelleistungserbringung im Gesamtsystem zu verbessern. Für die Umsetzung des Prozesses beim VNB ist zunächst die Etablierung einer Netzzustandsbewertung am Vortag erforderlich. Hierzu sind die notwendigen Daten der Regelleistungsanbieter sowie Daten zum Wetter, zur Last sowie zu weiteren Ereignissen zu erfassen und zu verarbeiten. Auf der Grundlage einer Netzberechnung werden die prognostizierten Netzzustände sowie eine mögliche Einschränkung von TE zur Regelleistungserbringung ermittelt. Jede EZA im Netz erhält dann pauschal eine Bewertung zu einer möglichen Einschränkung durch NSM-Maßnahmen, welche zum Beispiel in Form einer Ampelfarbe angezeigt werden kann. Dabei ist es für die Bewertung des VNB für einen gesamten Netzbereich zunächst irrelevant, ob die Anlage in der Regelleistung ist, da die Zuordnung der Einschränkung einer einzelnen TE zu dem Regelleistungsangebot über eine zentrale Datenplattform durch den Regelleistungsanbieter erfolgt.

Ergebnis des Prozesses ist somit eine Zusammenstellung aller TE mit der jeweiligen Bewertung bzw. Einstufung zu einer möglichen Einschränkung für den Folgetag. Nach Abruf der Informationen für die in der Verantwortung stehenden TE durch den Regelleistungsanbieter, kann dieser einschätzen, welche TE für die Erbringung des Regelleistungsangebotes umgeplant werden müssen. Dabei kann der Regelleistungsanbieter auch Informationen zu eingeschränkten TE im eigenen Pool berücksichtigen, welche vorher nicht für die Regelleistungsvorhaltung geplant waren. Im Ergebnis dieses Umplanungsprozesses sollten im Idealfall für die Regelleistungsvorhaltung TE mit einer roten Ampelfarbe nicht eingeplant sein.

Eine weitere zentrale Fragestellung bei der Anwendung des Prozesses der dynamischen VNB-Freigabe betrifft die Verpflichtung der Regelleistungsanbieter zur Annahme der Information und Umsetzung der Umplanung sowie die Konsequenzen bei Nichtbeachtung der Informationen. Wird die Regelleistungsvorhaltung einer TE bei einem drohenden Konflikt mit lokalen Netzrestriktionen nicht im Vorfeld umgeplant, so wird die TE bei Beibehaltung der aktuellen Rahmenbedingungen weiterhin vorrangig durch den VNB abgesenkt. Die Folge ist, dass zum Zeitpunkt der lokalen Maßnahme des VNB die Regelleistungsvorhaltung verloren geht. Unter der Annahme, dass Engpässe nicht nur durch eine EZA entlastet werden können, sondern immer mehr Erzeugungsleistung in größeren regionalen Bereichen abgesenkt werden muss, sind in Zukunft auch Situationen möglich, in denen die Regelleistungsvorhaltung in einem großflächigen Verteilnetzbereich verloren geht. Hierbei stellt sich dann die Frage, inwieweit der Verlust der Regelleistungsvorhaltung für den Regelleistungsanbieter sowie für das Gesamtsystem hinnehmbar oder kritisch werden kann und welche Maßnahmen im Vorfeld durchgeführt werden müssen, um den Verlust der Regelleistungsvorhaltung zu verhindern. Die Systemrelevanz bei einem großflächigen Verlust der Regelleistung kann als weiterführende Arbeit untersucht werden.

Weiterhin besteht die Möglichkeit im Vorfeld einzelne TE als systemrelevant auszuweisen, wenn z.B. kein Ersatz für diese TE geschaffen werden kann oder wenn die Vorhaltung von Ersatzanlagen einen unverhältnismäßig hohen Aufwand darstellt. Inwieweit dies in Zukunft für die Erbringung von negativer SRL und MRL bei den EE-Anlagen sinnvoll ist und notwendig wird, muss in der weiteren Ausweitung des Regelleistungsmarktes und vermehrten Integration der EE-Anlagen in diesen Bereich geprüft werden. Die Systemrelevanz von einzelnen TE ist durch den ÜNB dabei nachdrücklich zu begründen und nachzuweisen. Bei einer Ausweisung von konkreten TE als systemrelevant ist in der Folge das Engpassmanagementsystem des VNB auf diese neue Anforderung umzustellen, da konkrete EZA im NSM-System des VNB in der derzeit bestehenden Rangfolge nachrangig

gegenüber den EZA priorisiert werden müssten, welche keine Regelleistung vorhalten. Die Folge dabei ist, dass das Engpassmanagementsystem des VNB insgesamt ineffektiver wird, da zur Engpassentlastung EZA mit einer geringeren Sensitivität bzw. Priorität verwendet werden müssen, was in der Folge zu höheren Kosten für das Engpassmanagement führen kann. Eine Diskussion und technische Bewertung zur konkreten Ausweisung einzelner TE als systemrelevant im Gesamtsystem erfolgt im Abschnitt 6.2.1.

Zur sicheren Umsetzung ist weiterhin ein Monitoringsystem zu entwickeln, bei dem die Teilnahme an der dynamischen VNB-Freigabe bzw. die Umsetzung der Informationen des VNB überprüft werden. Wird der entsprechende Prozessschritt zur Umplanung von Regelleistung wiederholt hintereinander vom Regelleistungsanbieter für konkrete TE nicht umgesetzt, kann zunächst eine Fehleranalyse durchgeführt werden. Werden die zur Verfügung gestellten Informationen prinzipiell durch den Regelleistungsanbieter bzw. bezogen auf die TE nicht berücksichtigt, besteht im nächsten Schritt die Möglichkeit, Sanktionen gegenüber dem Regelleistungsanbieter für diese TE einzuführen. In der Folge könnte dann z.B. die Präqualifikation durch den ÜNB entzogen werden.

Zusammenfassend kann der Prozess der dynamischen VNB-Freigabe durch eine Informationsübermittlung des lokalen Netzzustandes die Planbarkeit für den Einsatz von TE verbessern. Außerdem kann bei einer konsequenten und großflächigen Anwendung eines standardisierten Prozesses zum Informationsaustausch ein Beitrag zur Systemsicherheit im Gesamtsystem geleistet werden. Der nächste Schritt für eine Umsetzung einer solchen technischen Einzellösung ist zunächst die Integration in einen Gesamtprozess zur Netzzustandsbewertung am Vortag mit einer Koordination weiterer Maßnahmen in der Netzbetriebsführung.

4.3 Redispatchprozess im Verteilnetz

4.3.1 Beschreibung des Redispatchprozesses im Verteilnetz

Die Anforderungen an ein Netzengpassmanagement (vgl. Abschnitt 3.3) haben gezeigt, dass eine Weiterentwicklung der Prozesse hin zu einem planbaren einheitlichen Vorgehen bei der Bewirtschaftung von Netzengpässen im Übertragungsnetz als auch im Verteilnetz notwendig ist. Die Kooperation zwischen ÜNB und VNB ist dabei ein entscheidender Prozessschritt. Die Notwendigkeit einer Weiterentwicklung ergibt sich vor allem aus dem Bedarf eines einheitlichen und geordneten Verfahrens zum bilanziellen Ausgleich von Maßnahmen zur Wirkleistungsanpassung (vgl. Abschnitt 3.3.3). Weiterhin gilt es die

Effizienz der Engpassentlastung im Übertragungsnetz bei einem perspektivischen Rückgang des Redispatchpotentials von konventionellen Kraftwerken zu erhöhen.

Ziel der Entwicklung eines Redispatchprozesses im Verteilnetz ist nachfolgend die Ausgestaltung der notwendigen Prozessschritte mit einer Einbettung in einen logischen Gesamtprozess. Nachfolgend wird zunächst nur die Integration von Erzeugungsleistung im Verteilnetz für globale Engpässe im Übertragungsnetz entwickelt. Ein Engpassmanagementprozess für lokale Engpässe im Verteilnetz am Vortag folgt der gleichen Logik wie im nachfolgend beschriebenen Prozess. Bei einer Weiterentwicklung des Redispatchprozesses für ÜNB-Engpässe werden entsprechend gleichzeitig die technischen und organisatorischen Voraussetzungen für die Anwendung einer Engpassbewirtschaftung im Verteilnetz geschaffen. Abbildung 24 zeigt die Übersicht einzelner neu zu entwickelnder Prozessschritte beim VNB für eine Nutzung von Erzeugungsleistung im Verteilnetz im bestehenden Redispatch-Gesamtprozess.

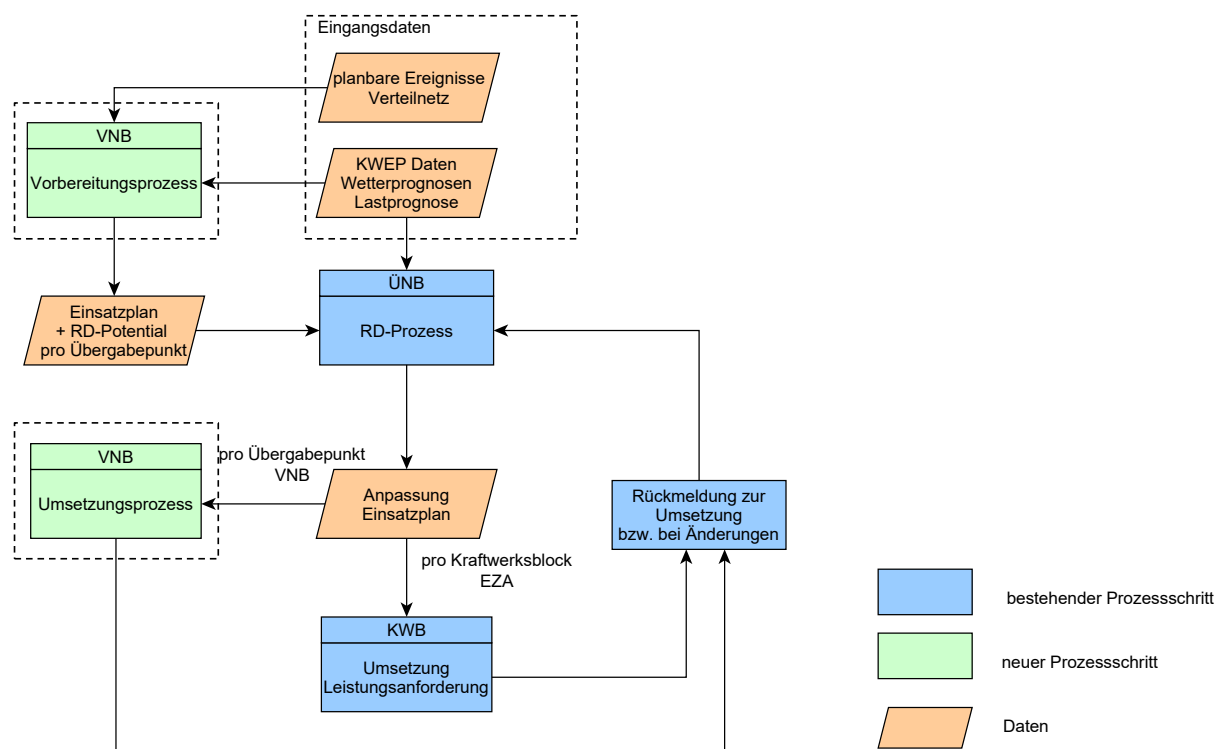


Abbildung 24: Übersicht Prozessschritte Redispatch im Verteilnetz

Die Einbindung des VNB erfolgt dann als ersten Schritt im Rahmen des nachfolgend benannten Vorbereitungsprozesses, in dem auf Basis von Eingangsdaten bereits mögliche Potentiale und Einschränkungen von Erzeugungsleistung für Redispatch identifiziert werden. Ergebnis dieser Bewertung sind dann aggregierte Redispatchpotentiale für den je-

weiligen Netzbereich im Verteilnetz. Diese Potentiale bilden eine Eingangsgröße in den Redispatchprozess des ÜNB. Stehen die Ergebnisse der Redispatchkoordinierung der europäischen ÜNB fest, kann die Anpassung von Einsatzplänen von Erzeugungsleistung im Verteilnetz in Abstimmung mit dem VNB im nachfolgend benannten Umsetzungsprozess realisiert werden.

Grundlage für den Vorbereitungsprozess (vgl. Abbildung 25) des VNB sind Eingangsdaten wie Wetterprognosen, Lastprognosen und Einsatzpläne der Vermarkter, welche im Rahmen der Planung an den Spot- und Regelleistungsmärkten identifiziert werden, sowie geplante Maßnahmen im Verteilnetz. Anschließend wird der konkrete Netzzustand für den gesamten Folgetag in einer Netzberechnung ermittelt. Unter Berücksichtigung von lokalen Engpässen und den zu ergreifenden Maßnahmen zur Wirkleistungsanpassung im Verteilnetz wird ein Redispatchpotential für ÜNB-Engpässe mit Sensitivität und konkreten Kosten für eine Anpassungsmaßnahme quantifiziert.

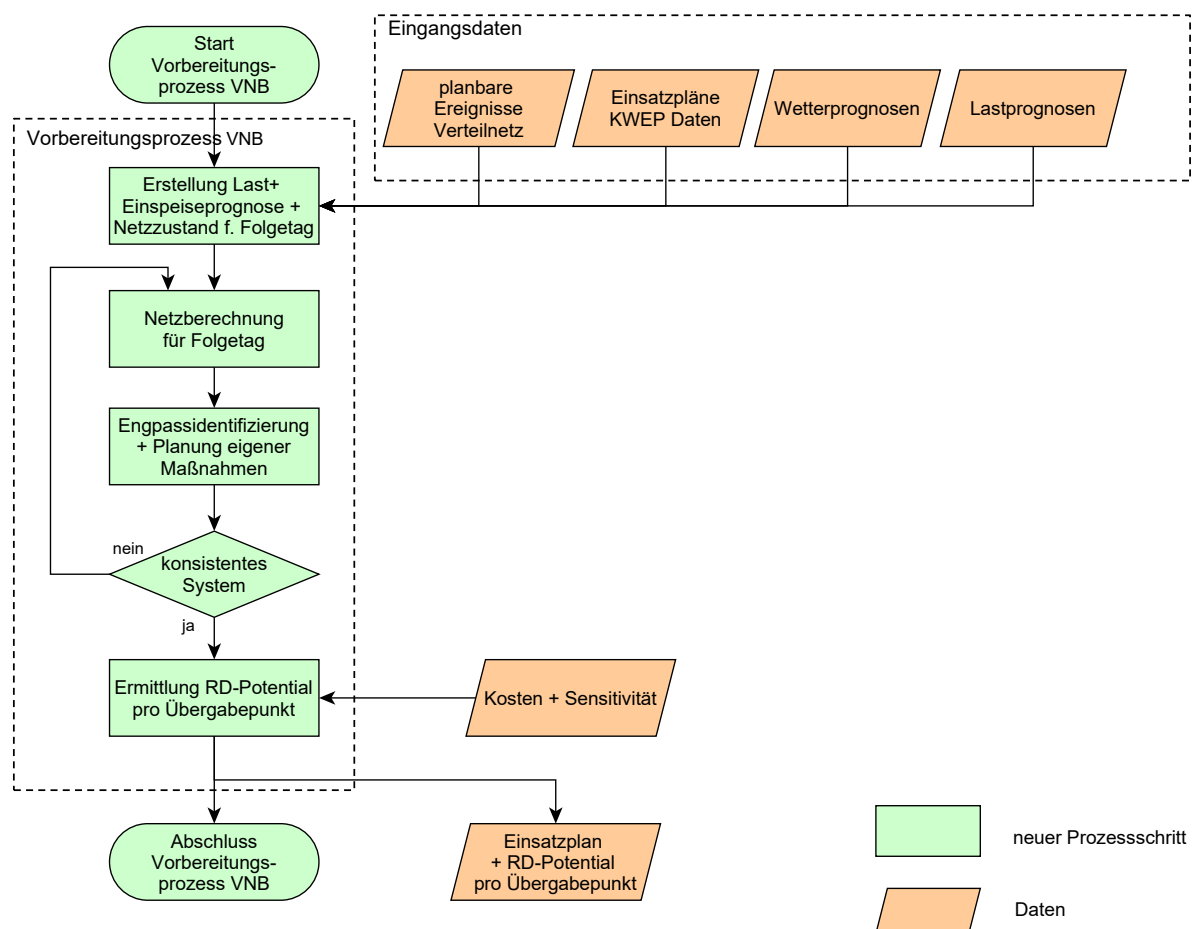


Abbildung 25: Vorbereitungsprozess Redispatch im Verteilnetz

Das Redispatchpotential für den HS/HöS-Verknüpfungspunkt ermittelt sich aus dem Leistungspotential für eine Erhöhung oder Reduzierung der Redispatchleistung in Bezug auf einen uneingeschränkten Leistungsverlauf der Prognose. Dieses technische Potential kann theoretisch aus allen fahrplanbasierten Anlagen heraus ermittelt werden, also sowohl aus konventionellen Kraftwerken, als auch aus EE-Erzeugungsanlagen oder steuerbaren Lasten. Als Ergebnis der Berechnung ist die Leistungssumme des berücksichtigten Potentials über den Transformatoren zum Übertragungsnetz als mögliches Redispatchpotential auszugeben. Die als Redispatchpotential nutzbare Erzeugungsleistung ist dabei abhängig von den entsprechenden vertraglichen Voraussetzungen zwischen VNB, ÜNB, Anlagenbetreibern und Vermarkter. In den Netzberechnungen sind die Maßnahmen des VNB zu berücksichtigen, welche aufgrund von lokalen Netzeingpässen im Verteilnetz notwendig werden. Dadurch reduziert sich für bestimmte Zeitpunkte des Folgetages das aggregierte Redispatchpotential pro Verknüpfungspunkt und kann durch den ÜNB nicht für eine Entlastung im Übertragungsnetz genutzt werden. Vorteile einer verknüpfungspunktbezogenen Ermittlung des Redispatchpotentials sind eine Koordinierung mit lokalen Engpässen des VNB sowie eine Berücksichtigung der Sensitivität der Leistungsänderung bezogen auf den Verknüpfungspunkt. Aufgrund der sensitiven Wirkung von Lastflüssen insbesondere im vermaschten 110-kV-Netz ist für eine Leistungsänderung am Verknüpfungspunkt zum Teil deutlich mehr Leistung von dezentral verteilten EZA anzupassen. Bei einer verknüpfungspunktbezogenen Optimierung durch den VNB kann dabei der effektivste Anteil der Wirkleistungsanpassung ermittelt werden.

Das aggregierte Redispatchpotential für den gesamten Folgetag kann dann zentral den beteiligten Akteuren zur Verfügung gestellt werden. Das Redispatchpotential kann analog wie ein konventionelles Kraftwerk im Redispatch-Gesamtprozess der europäischen ÜNB eingebettet werden (vgl. Abbildung 43, Anhang B). Unter Berücksichtigung der Sensitivität des Knotenpunktes im Gesamtsystem wird entsprechend im Rahmen von Netzberechnungen und der Koordinationsprozesse der europäischen ÜNB eine Anpassung der Einsatzpläne ermittelt. Diese Anpassung wird nachfolgend den Knotenpunkten des Übertragungsnetzes zugeordnet. Die Umsetzung dieser Anforderung an den einzelnen EZA im Verteilnetzbereich wird im nachfolgenden Einzelprozess in der Betriebsführung des VNB realisiert (Umsetzungsprozess vgl. Abbildung 26).

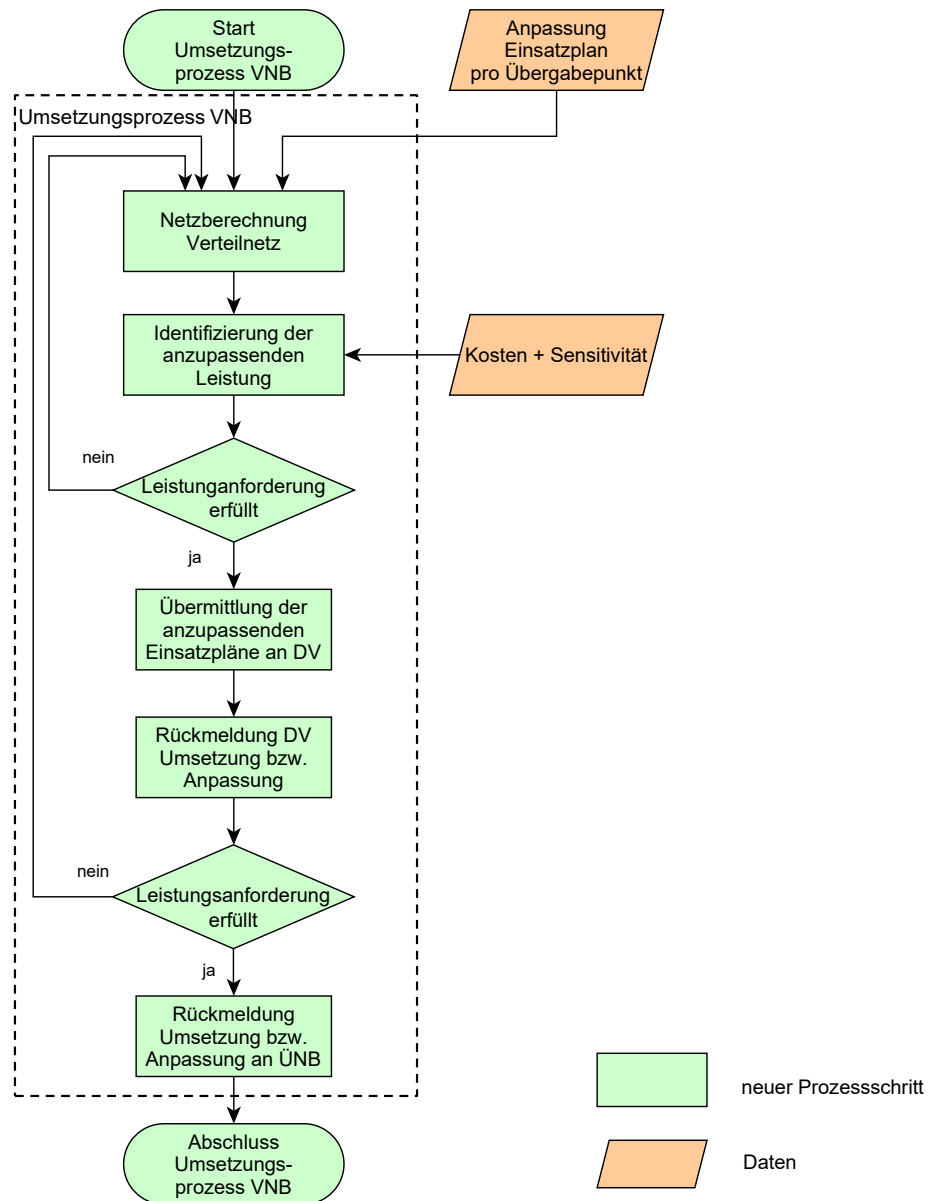


Abbildung 26: Umsetzungsprozess Redispatch im Verteilnetz

Auf Grundlage der Leistungsanforderungen pro Übergabepunkt wird zunächst eine Netzberechnung durchgeführt und die konkret anzupassende Leistung pro EZA unter Berücksichtigung der Sensitivität ermittelt. Diese Leistungsanforderung pro EZA wird dann dem Direktvermarkter übermittelt und von diesem zurückgemeldet. Iterationsschritte im Prozess sind dann notwendig, sobald die Leistungsanforderung mit der im ersten Schritt identifizierten Leistungsanpassung nicht erfüllt werden kann bzw. wenn sich im weiteren Verlauf des Prozesses Änderungen der geplanten Einsatzfahrpläne der Direktvermarkter für die einzelne EZA ergeben. Die Einbettung des Vorbereitungs- und Umsetzungsprozesses in den gesamten Redispatchprozess mit Einbindung des VNB ist in Anhang B Abbildung 43 dargestellt.

4.3.2 Umsetzungsaspekte für einen Redispatchprozess

Wichtig bei der Etablierung eines Redispatchprozesses mit Nutzung von Erzeugungsleistung im Verteilnetz sind die Weiterentwicklung sowie der Aufbau von neuen Kommunikationswegen zwischen den beteiligten Akteuren. Um die Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten und einheitliche Standards zu etablieren, ist der Datenaustausch auch über eine zentrale Datenplattform möglich. Jeder Akteur kann dann Zugriff und Einflussmöglichkeit auf die im jeweiligen Verantwortungsbereich liegenden Daten und Informationen erhalten. Änderungen im Tagesverlauf können sowohl von den beteiligten Vermarktern und Anlagenbetreibern als auch von den Netzbetreibern zentral abgelegt und bei Bedarf abgerufen werden. Weiterhin ist neben einem manuellen Abruf der Daten von dieser zentralen Plattform auch die Etablierung von automatischen Prozessen zum Datenaustausch und deren Integration in die verschiedenen Leitsysteme möglich.

Ein zentraler Unterschied bei der Nutzung von Redispatchpotential im Verteilnetz im Vergleich zur heutigen Verwendung von konventionellen Kraftwerken im Übertragungsnetz stellt die Ermittlung und Berücksichtigung der zu zahlenden Vergütung der einzelnen Leistungsanpassung dar. Während für eine Wirkleistungsanpassung von Kraftwerken im Übertragungsnetz feste Kostensätze bezüglich eingesparter oder zusätzlicher Brennstoffkosten und sonstigen Kosten pro Kraftwerksblock angesetzt werden können, ist für eine Wirkleistungsanpassung im Verteilnetz eine Aufteilung der zu zahlenden Vergütung auf alle genutzten EZA notwendig. Die Ermittlung der zu zahlenden Vergütung kann sich an einen Kostenansatz nach Opportunitätskosten analog dem bestehenden Redispatchverfahren orientieren. Pro Verknüpfungspunkt bzw. Netzabschnitt im Verteilnetz ergibt sich in Anlehnung an die Verfahrensweisen nach [4] auf Grundlage des gesamten Redispatchpotentials eine Liste aus Leistungsanpassung und Sensitivität pro Vergütung für diese einzelne Anpassung. Die Sensitivität bezieht sich in diesem Verfahren auf den Verknüpfungspunkt und nicht auf den möglichen Engpass im Übertragungsnetz.

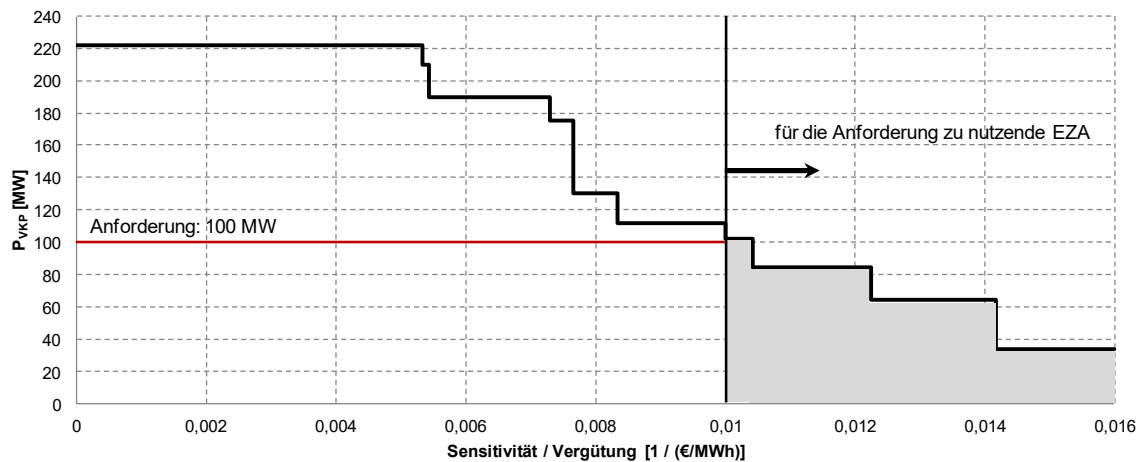


Abbildung 27: Beispiel Redispatch - Leistungsanpassung pro Sensitivität/Vergütung

Abbildung 27 zeigt beispielhaft die Auflistung aus Höhe der Leistungsanpassung am Verknüpfungspunkt und der Anordnung der im 110-kV-Netzbereich wirkenden EZA mit Sensitivität und zu zahlender Vergütung. Für die zehn im Netzbereich wirkenden EZA im hier vorliegenden Beispiel werden zunächst die Sensitivität und die zu zahlende Vergütung für eine Abregelung bestimmt. Der Faktor für die Sensitivität $PTDF^{11}$ lässt sich aus zwei Netzberechnungen (i, j) mit jeweils einem Leistungssprung an einem Netzknoten (z.B. an einer EZA) und der damit verbundenen Leistungsänderung gegenüber dem Normalzustand an einem anderen Netzknoten (z.B. am Verknüpfungspunkt) ermitteln [81].

$$PTDF = \frac{P_{EZA_i} - P_{EZA_j^-}}{P_{VKP_i} - P_{VKP_j}} \quad (2)$$

P_{EZA} - Wirkleistung an der EZA

P_{VKP} - Wirkleistung am Verknüpfungspunkt

i - Berechnung Normalzustand

j - Berechnung Zustand mit Wirkleistungssprung am Netzknoten

Im Anschluss ist das Verhältnis zwischen Sensitivität und der zugeordneten Vergütung der einzelnen EZA zu ermitteln. Die EZA mit dem größten Quotienten aus Sensitivität und Vergütung speisen mit der größten Wirkung auf den Verknüpfungspunkt und besitzen die geringsten gesamtwirtschaftlichen Kosten für eine Abregelung. Bei einer konkreten Anforderung (z.B. 100 MW vgl. Abbildung 27) werden somit alle EZA, deren Quotient aus Sensitivität und Vergütung größer ist als der Schnittpunkt mit der Kurve für eine Wirkleis-

¹¹ Power Transfer Distribution Factor [73]

tungsanpassung eingeplant (grau). Jede Leistungsanpassung wird somit individuell unterschiedlichen Leistungsblöcken mit unterschiedlichen Vergütungen zugeordnet.

Jeder HS/HöS-Verknüpfungspunkt mit unterlagerten Redispatchpotential kann technisch wie ein Kraftwerke am Übertragungsnetz behandelt werden. Für die Berücksichtigung der Kosten ist allerdings zu beachten, dass der Summe des Redispatchpotentials für einen Knotenpunkt nicht mehr nur einen Kostenbestandteil enthält. Bei der Berücksichtigung der einzelnen Redispatchpotentiale im Verteilnetz für das gesamte Übertragungsnetz ist dabei zu beachten, dass jeder Leistungsanpassung dynamisch eine andere Vergütungszahlung bzw. ein anderer Kostenanteil gegenübersteht (vgl. Abbildung 27). Für eine hohe Leistungsanpassung pro Übergabepunkt können dementsprechend auch EZA mit einem hohen Kostenanteil verwendet werden, während bei einer geringen Leistungsanpassung nur EZA mit geringen Kostenanteilen abgeregelt werden. Entscheidend für die Rangfolge ist aber auch die entsprechende Sensitivität auf den Verknüpfungspunkt. Im Gesamtsystem mit mehreren Übergabepunkten und nachgelagerten Redispatchpotentialen im Verteilnetz ist bei der Aktivierung durch den Einsatzverantwortlichen zu entscheiden, ob z.B. eine große Leistungsanpassung an einem Übergabepunkt mit einem einzelnen sehr hohen Kostenanteil abgerufen wird oder die Maßnahme auf mehrere Übergabepunkte mit jeweils sehr niedrigen Kostenanteilen verteilt wird.

Ein weiterer Einflussfaktor sind Maßnahmen des VNB. Werden bereits durch den VNB Maßnahmen zum lokalen Engpassmanagement durchgeführt, findet sowohl eine Reduzierung des Redispatchpotentials pro Übergabepunkt als auch eine Verschiebung der Auflistung statt. Dieser Einfluss ist in der Koordinierung der Redispatchanforderung durch den VNB zu berücksichtigen.

Ein weiterer Aspekt bei der Umsetzung von Redispatchmaßnahmen im Gesamtsystem ist die Organisation und Durchführung des bilanziellen Ausgleichs. Der ÜNB erfasst dabei die anzupassende Leistung im Zielmodell unter Berücksichtigung der Leistungsumsetzung im Verteilnetz und plant danach den entsprechenden bilanziellen Ausgleich im Gesamtsystem. Dabei ist entscheidend, dass auch hier die kostengünstigste Wirkleistungsanpassung durchgeführt wird und dass eine Wirkleistungssteigerung keine zusätzlichen unzulässigen Lastflüsse verursacht.

Bei einer Umsetzung der Leistungsanforderung durch den VNB ist der konkrete anzupassende Leistungswert zu ermitteln und dem ÜNB mitzuteilen. Aufgrund der Sensitivität im vermaschten Verteilnetz ergibt sich hier eine Differenz zum angeforderten Leistungswert

am Übergabepunkt, sodass auch mehr Leistung bilanziell ausgeglichen werden muss. Hierzu sind nicht nur EZA bzw. Kraftwerke im Übertragungsnetz notwendig, sodass im Zielmodell auch Redispatchpotential zur Leistungserhöhung im Verteilnetz vorhanden sein und im Rahmen der Planung des ÜNB zum bilanziellen Ausgleich verwendet werden kann. Die Prozessschritte zum bilanziellen Ausgleich unterscheiden sich somit nicht wesentlich von der aktuellen Vorgehensweise, mit der Ausnahme, dass Redispatchpotential auch im Verteilnetz genutzt werden kann und der VNB nicht nur eine Leistungsreduzierung sondern auch eine Leistungserhöhung prüfen und umsetzen muss. Im hier vorgestellten Einzelprozess zur Nutzung von Redispatchpotential im Verteilnetz wurden wesentliche Prozessschritte und Umsetzungsaspekte dargestellt und erläutert. Diese Einzelprozesse gilt es in einen Gesamtprozess in der Netzbetriebsführung mit den notwendigen Datenaustauschprozessen und Schnittstellen zum aktuellen System zu integrieren.

4.4 Vortagesplanungsprozess im Verteilnetz

Die Anforderungsanalyse (Abschnitt 3) sowie die Entwicklung von Maßnahmen zur Integration von Regelleistungserbringern im Verteilnetz (Abschnitt 4.2) und zur Unterstützung von Engpassmanagement des Übertragungsnetzes (Abschnitt 4.3) haben gezeigt, dass eine erweiterte Planung der Betriebsführung im Verteilnetz ein entscheidender Faktor für eine erfolgreiche Umsetzung dieser SDL ist. Daher wird nachfolgend ein Gesamtprozess für eine detaillierte Vortagesplanung in der Netzbetriebsführung für verschiedene Aufgaben in der 110-kV-Netzebene aufgezeigt.

Auf Basis der bestehenden Prozesse z.B. der des Regelleistungsmarktes und der Day-ahead und Intraday-Spotmärkte, wird ein Gesamtprozess zur Vortagesplanung des Netzbetriebs im Verteilnetz vorgestellt. Hierbei werden Änderungen hinsichtlich der zusätzlichen Bereitstellung von Informationen oder der Neuentwicklung von Schnittstellen oder Prozessschritten deutlich. Der Vortagesplanungsprozess ist so aufgebaut, dass alle planbaren Maßnahmen oder am Vortag bekannte Informationen zum Netzbetrieb dort eingeordnet werden können. Je nach identifizierter Problemstellung können unterschiedliche und auch unabhängig voneinander laufende Maßnahmen durchgeführt werden. Andererseits ist auch die Abhängigkeit der Planung von Maßnahmen zu beachten, wenn diese z.B. das gleiche Betriebsmittel oder die gleiche EZA betreffen. Folgende Abbildung 28 zeigt den Gesamtprozess zur Vortagesplanung im Verteilnetz mit notwendigen Eingangsdaten, neu zu schaffenden Prozessschritten sowie auszugebenden Informationen zum Netzzustand.

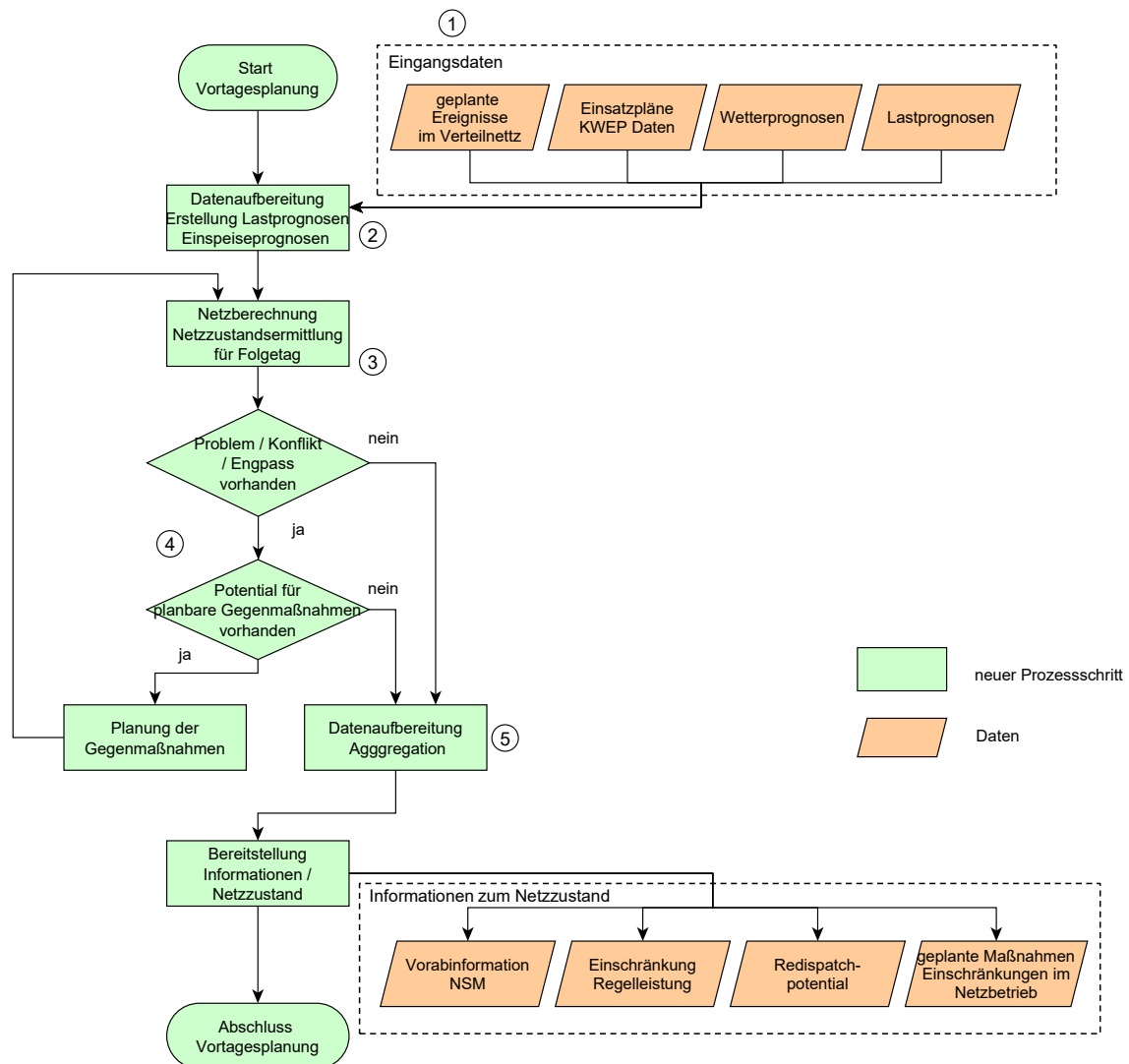


Abbildung 28: Gesamtprozess Vortagesplanung

Eingangsdaten für eine detaillierte Vortagesplanung der Netzbetriebsführung bilden hoch aufgelöste Wetterprognosen (Windgeschwindigkeit, Temperatur, Solarstrahlung), Informationen zum Lastverhalten (Industrie, Haushalt, Gewerbe), Kraftwerkseinsatzplanung von EZA und weitere geplante Maßnahmen des Netzbetreibers bzw. der angeschlossenen Akteure oder vor- und nachgelagerter Netzbetreiber ①. Diese Eingangsdaten werden dann für eine Integration in die Netzführungssysteme aufbereitet ②. Neben der Einspeisung von Windenergie und PV kann bei Bedarf und entsprechender, technischer Umsetzung die Wetterprognose ebenfalls die Basis für einen möglichen wetterabhängigen Freileitungsbetrieb (Temperatur, Windgeschwindigkeit) bilden (vgl. Abschnitt 3.2.3). Eine knotenpunktbasierte Einspeise- und Lastprognose für den Folgetag in einer Auflösung von 15 Minuten bildet insgesamt die Grundlage einer Netzberechnung und Netzzustandsermittlung ③. Hierbei werden der jeweilige Netzzustand sowie die entsprechenden Netzkenn-

größen (Spannung, Strom) sowohl für den Normalbetrieb als auch für einen einfach gestörten Betriebsfall (n-1) bestimmt.

Werden mögliche Engpässe, Probleme oder Konflikte für die Bereitstellung von SDL bzw. allgemein im Netzbetrieb im Rahmen der Netzberechnung identifiziert, wird zunächst geprüft, welche Potentiale für planbare Gegenmaßnahmen vorhanden sind und wie diese berücksichtigt werden können ④. Sind derartige Potentiale vorhanden, werden die entsprechenden Gegenmaßnahmen dimensioniert und im Netzbetrieb für den Folgetag eingeplant. Im Rahmen einer weiteren Iteration der Netzberechnung wird wiederum geprüft, ob alle Probleme / Konflikte gelöst wurden bzw. ob die Aktivierung der Gegenmaßnahmen weitere Konflikte auslöst. Bei Verfügbarkeit neuer Informationen ist auch eine Ausweitung des Prozesses auf den laufenden Tag bis kurz vor dem betreffenden Zeitpunkt möglich. So können z.B. Einsatzentscheidungen des Intraday-Strommarktes in einen weiteren Netzberechnungsprozess einfließen.

Werden aus einer Netzzustandsbewertung keine Probleme identifiziert, kann der Netzzustand und die bis dahin geplanten Maßnahmen aufbereitet und aggregiert werden ⑤. Gleiches gilt für den Prozessschritt, in dem Potentiale für planbare Maßnahmen ausgeschöpft sind, aber Probleme trotzdem bestehen bleiben. Somit kann die Netzzustandsbewertung bezogen auf einzelne Elemente / Akteure folgende Ergebnisse liefern:

- keine Konflikte / Engpässe (ungestörter Zustand)
- Konflikte / Engpässe vorhanden; Lösung durch geplante Maßnahmen möglich
- Konflikte / Engpässe vorhanden; Lösung durch geplante Maßnahmen nicht vollständig möglich

Bei einer Lösung der Konflikte / Engpässe durch geplante Maßnahmen werden sowohl die Information zu einem konsistenten, konfliktfreien Netzzustand als auch die Informationen zu den geplanten Maßnahmen aufbereitet und aggregiert, da hier z.B. mögliche Einschränkungen in der Regelleistungsvorhaltung (vgl. Abschnitt 4.2) und der weiteren Vermarktung resultieren können (vgl. Abschnitt 3.5.3). Sobald Konflikte / Engpässe durch geplante Maßnahmen nicht gelöst werden können, ist damit zu rechnen, dass „Notfallmaßnahmen“ im operativen Netzbetrieb notwendig werden. Unabhängig von dieser Information ist es aber dennoch möglich, dass im operativen Netzbetrieb ungeplante Ereignisse auftreten, welche ein Eingreifen in den Netzbetrieb notwendig machen.

Im Rahmen der Datenaufbereitung werden die entsprechenden Informationen des Netzzustandes sowie der geplanten Maßnahmen und ermittelten Kennzahlen aufgearbeitet

und in die konsistenten Datenformate und Systeme überführt. So können neben den Vorabinformationen zum NSM und sonstigen geplanten Maßnahmen (z.B. Außerbetriebnahmen von Netzabschnitten) auch Einschränkungen der Regelleistungsvorhaltung im Rahmen der dynamischen VNB-Freigabe (vgl. Abschnitt 4.2) an den RLA sowie Informationen zum Redispatchpotential des Vorbereitungsprozesses (vgl. Abschnitt 4.3) bei der Nutzung von Redispatch im Verteilnetz für den ÜNB bereitgestellt werden. Weiterhin können mit der Vortagesplanung Informationen zu Freigabe oder Einschränkung des VNB zu geplanten marktbasierten Wirkleistungsregelungen (vgl. Abschnitt 3.5.3) der Vermarkter übermittelt werden.

Eine Informationsbereitstellung ist je nach Zweck der Anpassungsmaßnahme über einen bilateralen Informationsaustausch oder über eine Bereitstellung der Information über eine zentrale Datenplattform zu realisieren. Der Vorteil einer zentralen Plattform ist der einheitlich festzulegende Standard der Daten und Zugriffsmöglichkeiten. Somit müssen keine Schnittstellen zwischen jedem einzelnen der Akteure sondern nur von jedem Akteur zu der zentralen Plattform hergestellt werden. Netzbetreiber oder Vermarkter, welche aufgrund der aktuellen Ausstattung der technischen Systeme oder aufgrund der Nichtnotwendigkeit der vorgestellten Prozesse (vgl. Abschnitt 3.2.1) nicht sofort in die Datenaustauschprozesse integriert werden, haben bei einer zentralen Datenplattform durch den einheitlichen Standard später die Möglichkeit, an den Prozessen zu partizipieren.

Die Vortagesplanung etabliert im Vorfeld durch eine erweiterte Planung in der Netzbetriebsführung eine weitere Eskalationsstufe zwischen dem ungestörten Netzbetrieb mit einem freien Agieren der Akteure im Netz und dem harten Eingriff des Netzbetreibers mit „Notfallmaßnahmen“ nach §13(2) EnWG. Bei einer schrittweisen Einführung der Vortagesplanung auf vereinzelte Bereiche bleibt die letzte Eskalationsstufe mit „Notfallmaßnahmen“ weiterhin vorhanden.

4.5 Maßnahmen zur Beherrschung von hohen Leistungsgradienten

Die Anforderungsanalyse im Abschnitt 3.3.4 hat zunächst gezeigt, dass aufgrund hoher Leistungsänderungen im Netzbetrieb Probleme bei einer rechtzeitigen Erkennung von kritischen Belastungssituationen auftreten können. Nachfolgend werden Lösungen vorgestellt, bei denen aktiv oder passiv auftretende Leistungsgradienten begrenzt oder vermindert werden können bzw. die Problemstellung durch eine Anpassung der Systeme zum NSM gelöst werden kann.

Bei der Festlegung von maximalen Leistungsgradienten durch den VNB ist hinsichtlich der Ursachen der Leistungsgradienten zu unterscheiden. Bei natürlich auftretenden Leistungsänderungen zum Beispiel aufgrund der Wetterbedingungen bei Wind und Photovoltaik besteht die Möglichkeit aufgrund der heute bereits vorhandenen Regelbarkeit der Wechselrichter der EZA die Leistungsgradienten zu begrenzen. Leistungsänderungen von EZA aufgrund externer Steuerungseingriffe z.B. aufgrund der Direktvermarktung (vgl. Abschnitt 3.5.2) können aktiv in der Änderungsgeschwindigkeit begrenzt werden. Bei dieser Begrenzung sind gegebenenfalls Einschränkungen bei der Regelleistungsbereitstellung in der Vermarktung zu berücksichtigen.

Gemäß [82] können Netzbetreiber bei Anschluss von EZA maximale Leistungsgradienten für die Regelung von Dritten (z.B. Direktvermarkter) fordern. Natürliche Leistungsänderungen aufgrund des fluktuierenden Energieträgers (z.B. Wind, PV) sind hier zunächst nicht berücksichtigt. Die Festlegungen sind bei Bedarf in den für jeden Netzbetreiber geltenden technischen Anschlussbedingungen (TAB) festzusetzen. Dabei können sowohl eine obere als auch eine untere Grenze definiert werden, sodass die EZA schnell genug auf mögliche NSM-Signale des VNB reagiert, aber nicht zu schnell regelt, sodass Rückwirkungen und negative Effekte auf das Netz vermieden werden. Die Vorgaben beziehen sich dabei auf das technische Vermögen der EZA.

Bezogen auf eine Wirkleistungsänderung von 0% auf 100% P_n , sowie umgekehrt, darf die EZA diese Änderung nicht schneller als in 2,5 min (0,66%/s) und unter bestimmten Bedingungen nicht langsamer als in 5 min (0,33%/s) durchführen.

$$t_{\Delta P_{max}} = 2,5 \text{ min} \quad (3)$$

$$t_{\Delta P_{min}} = 5 \text{ min} \quad (4)$$

Dies entspricht einem maximalen Leistungsgradienten bezogen auf die installierte Wirkleistung einer einzelnen EZA und einem Zeitraum von 1 Minute von

$$\frac{\Delta P_{EZA_{max}}}{P_n} = 40\% \quad (5)$$

Die Anforderungen nach einem maximalen Leistungsgradienten nach Formel (5) ergeben sich aus entsprechenden Untersuchungen hinsichtlich der für ein Netz vertretbaren Netzurückwirkungen. Für die Erbringung von PRL ist mit diesem Grenzwert ein Angebot von maximal 20% der Nennwirkleistung P_n möglich. Die Erbringung von SRL mit einer Erbringungszeit von maximal 5 Minuten ist mit 100% der Nennwirkleistung P_n möglich. Für einen minimalen Leistungsgradienten in einem Zeitraum von 1 Minute ergibt sich eine Grenze von

$$\frac{\Delta P_{\text{EZA_min}}}{P_n} = 20\% \quad (6)$$

Die Vorgabe nach Formel (6) gilt für eine Umsetzung des Signals des Netzbetreibers bei einer Wirkleistungsanpassung im Rahmen des NSM [65]. Dies bedeutet allerdings nicht, dass EZA für externe Wirkleistungsregelungen des Vermarkters oder aufgrund anderer externer Ursachen nicht auch langsamer geregelt werden können.

Diese Grenzen sind bei der technischen Auslegung der EZA und bei der Planung der Vermarktung, z.B. für die Regelleistung (vgl. Abschnitt 3.4.3) oder der marktbasierten Leistungsanpassung durch den Direktvermarkter (vgl. Abschnitt 3.5.3) zu berücksichtigen. Durch die Einführung von festgeschriebenen maximalen Leistungsgradienten kann voraussichtlich ein deutlicher Beitrag zur Lösung der in Abschnitt 3.3.4 beschriebenen Problemstellungen geleistet werden. Zu beachten ist dabei, dass der Leistungsgradient einer einzelnen EZA nur einen geringen Anteil am Leistungsgradienten der gesamten, im NSM beobachteten Leitung verursacht. Allerdings können bereits geringfügige Anpassungen zu einer Einhaltung der zuvor definierten $\Delta P_{\text{Ltg}}/P_{\text{max}} = 15\%$ (vgl. Abschnitt 3.3.4) führen. Der zu erreichende Effekt ist allerdings auch abhängig von der Dimensionierung der Betriebsmittel und der konkreten Verteilung der EZA im Netzbereich.

Neben der direkten Beeinflussung der Ursache der hohen Leistungsgradienten besteht außerdem die Möglichkeit einer Berücksichtigung der Problematik im NSM-System. Da die Gesamtzeit für eine Netzzustandsbewertung, Netzberechnung und Umsetzung der identifizierten Maßnahmen aufgrund technologischer Grenzen nur geringfügig weiter verkürzt werden kann, ist die hohe Leistungsänderung durch zusätzliche Leistungsreserven im NSM-System einzuplanen. Hierzu kann im Bedarfsfall der Schwellwert für einen Eingriff abgesenkt werden.

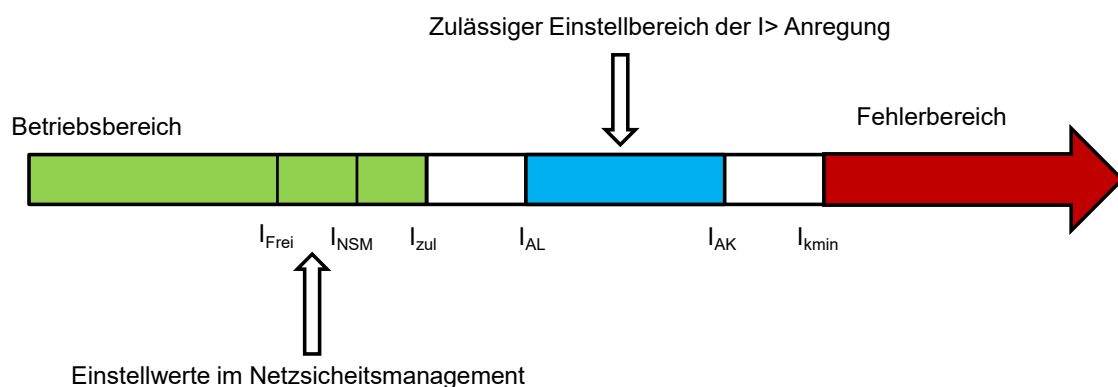


Abbildung 29: Einordnung Grenzwerte für NSM (in Anlehnung an [83])

- I_{NSM} - Schwellwert für die Aktivierung des NSM
- I_{Frei} - Freigabewert für NSM
- I_{zul} - maximaler Betriebsstrom
- I_{AL} - zulässiger Ansprechstrom aus Lastbedingungen
- I_{AK} - Ansprechstrom aus den Kurzschlussbedingungen
- I_{kmin} - minimaler Kurzschlussstrom

In Abbildung 29 ist die Einordnung des Schwellwertes (I_{NSM}) für die Aktivierung einer NSM-Maßnahme in Bezug zu den konkreten Grenzwerten des Netzbetriebs und der Schutztechnik dargestellt. Werden im Rahmen der gezeigten Methodik einer Auswertung kritischer Elemente (vgl. Abschnitt 3.3.4) bei besonders hohen Strombelastungen kritische Konstellationen der Leitungsbelastung und Einspeisung festgestellt, so kann eine Reduzierung des Schwellwertes für diese Elemente im NSM-System veranlasst werden. Der Wert des maximalen dauerhaft zulässigen Betriebsstroms I_{zul} in der Dimensionierung der Schutzwerte wird als Basiswert für die klare Trennung zwischen dem Betriebsbereich und den Betrachtungen der Schutztechnik angewendet. Der Schwellwert I_{NSM} wird unterhalb des maximal zulässigen Betriebsstroms festgelegt. Die Festlegung eines niedrigeren Schwellwertes ist im NSM-System abhängig vom Auftreten des Problems im Netzabschnitt, sodass nicht jedes Engpasselement nicht zwangsläufig mit einem niedrigeren Schwellwert verknüpft wird. So sind z.B. Leitungen in Netzregionen mit einer hohen Durchdringung von PV bei gleichzeitiger Einspeisung mit Windenergie aufgrund der teilweise hohen Fluktuation der PV-Leistung eher von der Problematik betroffen als Netzabschnitte mit einem geringen Anteil an direkt angeschlossenen Windenergie- und PV-Anlagen.

In der Folge muss auch der Schwellwert für eine Leistungsfreigabe (I_{Frei}), d.h. wenn der Engpass nicht mehr vorherrscht, abgesenkt werden, da ansonsten der Bereich der Hysterese zu gering ist und ein ständiges Nachregeln bei sowieso schon hohen Leistungsgradienten zur Folge hat. Die Reduzierung der Schwellwerte für die Aktivierung des NSM hat entsprechend Auswirkungen auf die Anzahl, Leistung und Dauer von Maßnahmen zur Gewährleistung der Netzsicherheit, welche im Abschnitt 6.2.3 näher erläutert werden.

Folgender Prozessablauf in Abbildung 30 stellt die Herangehensweise an ein Monitoring und eine Überwachung hoher Leistungsgradienten mit den beiden aufgezeigten Lösungsoptionen zur Beherrschung dar.

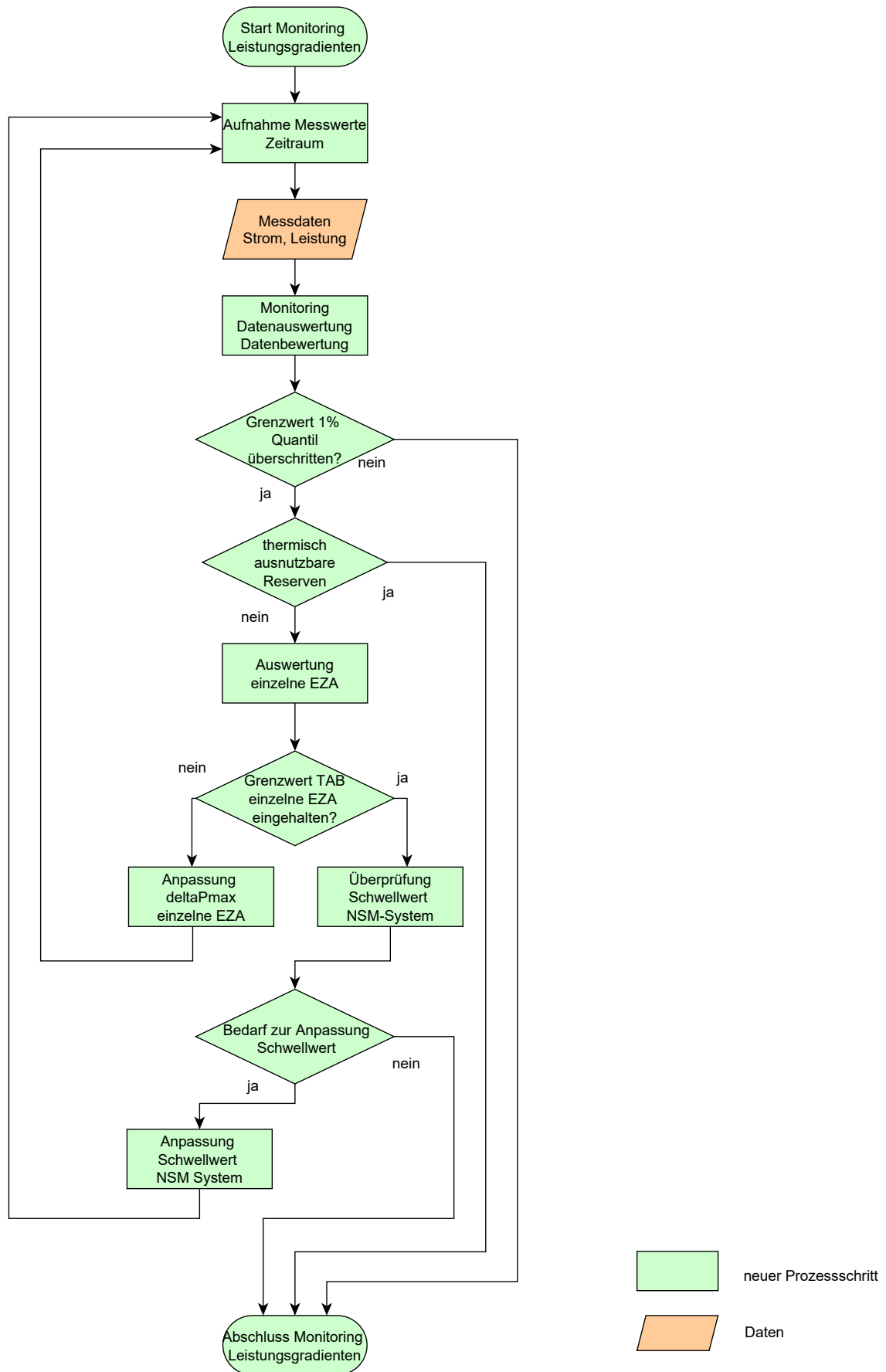


Abbildung 30: Monitoringprozess Überprüfung Leistungsgradienten

Der Monitoringprozess sollte im Rahmen eine Überprüfung lokal auftretenden Engpässe angesetzt werden, um zukünftige kritische Situationen im Netz zu vermeiden. Der Schwerpunkt beim Monitoring liegt dabei in einer regelmäßigen, wenn möglich automatischen Überprüfung vergangener Ereignisse in Analogie zu den im Abschnitt 3.3.4 durchgeführten Untersuchungen. In Abhängigkeit der konkreten Verteilung der EZA im Netzbe-
reich ist entweder eine konkrete Begrenzung der externen Leistungsgradienten der EZA durchzuführen oder eine Anpassung der Schwellwerte im NSM-System vorzunehmen.

Die hier gezeigten Maßnahmen und die Einordnung in einen Gesamtprozess für ein Monitoring zeigen, dass mithilfe von einfachen Prozessen eine Beherrschung hoher Leistungsgradienten möglich ist. Hierzu sind die einzelnen Maßnahmen z.B. zur Anpassung von Einstell- und Grenzwerten weiter detailliert für die einzelnen Netzbetreiber zu prüfen und in die bestehenden Systeme zu integrieren. Für die problematischen Netzabschnitte, welche im Rahmen des Monitoring identifiziert wurden, ist eine Umsetzungsstrategie in der jeweiligen Betriebsführung zu entwickeln. Einer Anpassung von konkreten Grenzwerten wird dann voraussichtlich eine erneute, manuelle Prüfung der vorliegenden Reserven und der Problemstellung vorangestellt.

5 Modellentwicklung und Simulation

Neben dem Nachweis der im Abschnitt 3 identifizierten Problemstellungen für die unterschiedlichen Themen des Wirkleistungsmanagements, hat die Netzsimulation in dieser Arbeit das Ziel die entwickelten technischen Lösungen gemäß Abschnitt 4 nachzuweisen. In einer Bewertung der technischen Lösungen im Abschnitt 6 werden Möglichkeiten der Umsetzung sowie Hemmnisse identifiziert und Handlungsempfehlungen abgeleitet. Durch die Netzsimulation anhand eines Modells werden die Bewertungsgrundlagen für Netzberechnungen realer Netze geschaffen. Anhand der Netzsimulation ist es weiterhin möglich, Weiterentwicklungen von Prozessen und Systemen direkt nachzuprüfen und bei Bedarf konzeptionell anzupassen. Außerdem können die in dieser Arbeit angestoßenen Untersuchungen am bestehenden Netzmodell weiterentwickelt und hinsichtlich vertiefender Fragestellungen z.B. in weiteren wissenschaftlichen Untersuchungen angewendet werden.

5.1 Beschreibung des Netzmodells

Grundlage für das nachfolgend beschriebene Netzmodell, welches im Rahmen dieser Arbeit entwickelt wurde, ist eine Analyse bestehender realer 110-kV-Netzstrukturen eines regionalen VNB. Hierbei wurden typische Netzstrukturparameter identifiziert und für eine Modellbildung strukturiert und standardisiert (Entwicklung von Typicals). Dabei werden das Netzmodell sowie die Netzstrukturparameter so aufbereitet, dass eine Weiterverwendung für nachfolgende Untersuchungen und Studien möglich ist. Hierzu werden die Netzstrukturparameter in einem Berechnungsprogramm implementiert und können den jeweiligen Anforderungen entsprechend kombiniert und angepasst werden. Nachfolgend werden zunächst die Grundsätze bei der Netzmodellerstellung erläutert.

Grundlage für die Netzberechnung ist ein zusammenhängendes, vermaschtes 110-kV-Verteilnetz mit einer modellhaft unterlagerten Mittelspannungsebene (20 kV) und einer modellhaft überlagerten HöS-Netzebene in Form eines 400-kV-Randnetzes. Der Slackknoten befindet sich dabei im 400-kV-Netz in elektrischer großer Entfernung zu den HöS/HS-Knotenpunkten des Netzmodells. Knotenelemente im 110-kV-Netz werden als detaillierte Schaltanlagen nachgebildet, so dass strukturelle Eigenschaften bei den verschiedenen Arten von Umspannwerken (UW) in der Netzstruktur berücksichtigt werden können. Hierbei werden bei der Nachbildung der Strukturen und Anbindung von Versorgungs- oder Kunden-UW die üblichen Planungs- und Betriebsgrundsätze eingehalten [48]. Während die Anbindung und Ausführung der Schaltanlagen von UW der

öffentlichen Versorgung nach dem (n-1)-Prinzip nachgebildet werden, sind vor allem Einspeise-UW zum Großteil als Einfachstich ausgeführt. UW der öffentlichen Versorgung unterscheiden sich dabei insbesondere in der Einbindung in die bestehende Netzstruktur. Schwerpunkt-UW werden als Knoten mit mehr als zwei Leitungsanbindungen definiert, während Stichanschlüsse bzw. Einschleifungen als Vereinfachtes Umspannwerk, in H-Schaltung, als Einfachsammelschienensystem oder als Doppelstich ausgeführt werden. Die Bedeutung von Schwerpunkt-UW steigt insbesondere bei der Anwendung von Schaltmaßnahmen und Betriebskonzepten sowie bei der Erweiterung des Netzes im Rahmen von Netzausbaumaßnahmen. In der 110-kV-Netzebene und HöS-Netzebene ist die Vermaschung des Netzes und somit die strukturelle Ausführung nach dem (n-1)-Prinzip ein wesentlicher Unterschied gegenüber nachgelagerten Netzebenen.

Die Mittelspannungsebene wird in Form eines vereinfachten Knotenpunktmodells nachgebildet [84]. Die Verbrauchslast und Einspeisung, unterschieden nach Windenergie, PV und sonstiger Einspeisung, werden als Knotenelemente an der 20-kV-Sammelschiene (BB-BusBar) abgebildet (vgl. Abbildung 31). Trotz einer in der Praxis hohen Vielfalt von unterschiedlichen Nennspannungen im MS-Bereich wird im gesamten Modellnetz eine einheitlichen Spannung von 20 kV angenommen, da diese in den analysierten Netzstrukturen am häufigsten angewendet wird. Eine exakte Nachbildung von Lastfüßen in der MS-Ebene wird nicht vorgenommen, da diese für die Simulation in der 110-kV-Ebene nicht relevant sind.

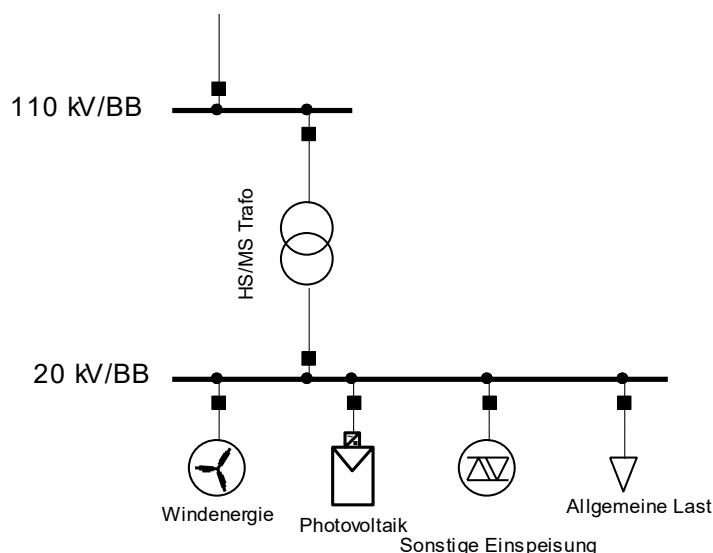


Abbildung 31: Knotenpunktmodell für die Nachbildung der 20-kV-MS-Ebene (in Anlehnung an [84])

Betriebsmittel, Einspeisungen und Lasten werden als standardisierte Elemente im Netzmodell nachgebildet. Die Auswahl der Elemente orientiert sich dabei nach der Zuordnung zur definierten Netzstruktur und der konkreten Belastungssituation. Um die Vielfalt gegenüber realen Netzstrukturen zu verringern, werden einheitliche Transformatortypen für die Versorgungsumspannwerke und eine Auswahl an gängigen Leitungstypen verwendet. Teilleitungen mit unterschiedlichen Leitungstypen auf einem Leitungsabschnitt einer Stamm- oder Stickleitung, wie sie in realen Netzstrukturen auftreten können, finden dabei keine Berücksichtigung.

Im Zuge der Modellnetzentwicklung wurden Netzstrukturen ermittelt, welche dann zu Netzgruppen kombiniert werden können. Das nachfolgend beschriebene Netzmodell (vgl. Anhang D; Anhang E) ist dabei eine mögliche Kombination dieser einzelnen Strukturen. Das verwendete Netzmodell lässt sich regional in eine 110-kV-Netzgruppe der 50Hertz-Regelzone in Ostdeutschland einordnen. Diese Netzregion ist geprägt durch eine hohe Einspeisung aus regenerativen Energien (vgl. Abschnitt 3.2.1) und einer geringen Verbrauchslast (vgl. Abschnitt 3.2.2). Das Netzmodell orientiert sich dabei an ländlichen Netzstrukturen, da sich die in Abschnitt 3 identifizierten Anforderungen vor allem diesen Netzstrukturen zuordnen lassen. Das Last-Einspeise-Verhältnis der installierten Leistungen im verwendeten ländlichen Netzmodells (vgl. Anhang E) beträgt 0,21 und orientiert sich dabei an bestehenden Eigenschaften von einspeisegeprägten 110-kV-Netzregionen mit geringer Last in der 50Hertz-Regelzone [47].

Eine Nachbildung von großen Verbrauchszentren, z.B. Großstädten, findet in dieser Arbeit nicht statt. In verbrauchsgeprägten Netzstrukturen sind vor allem ein Lastüberschuss und eine höhere Durchdringung von KWK-Anlagen vorhanden. Diese bieten zwar heute zum Teil bereits Möglichkeiten einer Wirkleistungsflexibilisierung, sind aber durch die wärmegeführte Fahrweise nur eingeschränkt elektrisch flexibel nutzbar. Netze in großen Verbrauchszentren sind weiterhin durch kurze Netzlängen bei gleichzeitig ausreichend dimensionierten Netzbetriebsmittel geprägt, sodass die in Abschnitt 3 beschriebenen Anforderungen hinsichtlich einspeisegeprägten Engpässen im 110-kV-Netzbereich nicht auftreten. Weiterhin senkt in städtischen Netzstrukturen ein dezentraler Ausgleich von Einspeisung durch Verbrauch in der MS-Ebene den Einfluss auf die 110-kV-Netzebene und die hier zu untersuchenden Netzabschnitte.

Das nachgebildete Netz besteht aus drei Verknüpfungspunkten zum 400-kV-Übertragungsnetz mit einer gesamten installierten Transformatorkapazität von 3.400 MVA. Das Netz wird im Normalbetrieb mit zwei voneinander getrennten Netzgrup-

pen betrieben. Dabei besteht die Möglichkeit, den Schaltzustand der Netzgruppen an zwei unterschiedlichen Knotenpunkten zu ändern. EE-Anlagen (Wind und PV) sind überwiegend in der 110-kV-Netzebene angeschlossen (vgl. Abschnitt 3.2.1). Die Summe der Erzeugungsleistung in den nachgelagerten Netzebenen wird dabei in jedem UW als einzelnes Element an der MS-Sammelschiene nachgebildet (vgl. Abbildung 31). Die installierte Leistung von dezentralen EZA aller Energieträger beträgt insgesamt 2.674 MW. Dem gegenüber steht eine maximale Last (Starklast) von 550 MW. Teilweise wird in der 110-kV-Netzebene eine Durchmischung der hohen Erzeugung mit lokal vorhandener Industrie angenommen, da in nachfolgenden Untersuchungen oder Studien auch Möglichkeiten der Nutzung eines Lastmanagements unter Verwendung dieses Netzmodells nachgewiesen werden können. Anhang D zeigt das Übersichtsschaltbild des in der Arbeit verwendeten 110-kV-Netzmodells, sowie einen Netzausschnitt, welcher hinsichtlich einzelner Parameter und dem Zusammenwirken der Komponenten genauer in der Simulation untersucht wird. Die Netzstrukturparameter des beschriebenen Netzmodells sind im Anhang E aufgelistet.

Das verwendete Netz ist insbesondere in unmittelbarer Nähe zu den HS/HöS-Verknüpfungspunkten bei einer Einspeisung aus Wind und PV hoch ausgelastet. Hier werden in der 110-kV-Netzebene strombedingte Netzeengpässe insbesondere bei einer (n-1)-Ausfallberechnung abgebildet. Es wird vorausgesetzt, dass diese Engpässe in einem NSM durch Anpassung der Erzeugungsleistung entlastet werden müssen. Weiterhin werden auch bereits durchgeführte Netzverstärkungs- und Ausbaumaßnahmen berücksichtigt. So werden z.B. Schwerpunktleitungen für den Transport von Leistung im Einspeisefall bereits als Bündelleiter mit einer höheren Übertragungskapazität nachgebildet. Das Netzmodell bildet somit die Grundlage für weitere Untersuchungen bezüglich der Anwendung eines NSM bei einer gleichzeitigen Bereitstellung von SDL im Verteilnetz.

5.2 Beschreibung der Simulationsszenarien

Die Anforderungsanalyse im Abschnitt 3 hat gezeigt, dass die zeitlichen Abhängigkeiten der Prozesse für eine ganzheitliche Analyse der Problematik notwendig sind. Um die im Abschnitt 4 entwickelten technischen Lösungen anzuwenden und nachzuweisen, wird eine quasi-dynamische Simulation in im Zeitbereich über einen Tag durchgeführt. Dabei werden die hinterlegten Daten mit festen Zeitstempeln versehen. Im nächsten Schritt werden automatisch einzelne Lastflussberechnungen nach dem Newton-Rapson-Verfahren für jeden Zeitstempel durchgeführt. Die aneinander gereihten Ergebnisse der Lastflussberechnung in der jeweiligen zeitlichen Auflösung und im gewählten Intervall resultieren so-

mit in einen Leistungsverlauf für die beobachteten elektrischen Kenngrößen. Transiente Vorgänge, welche z.B. bei Schaltvorgängen, Kurzschlussereignissen oder Regelungsvorgängen auftreten, werden hier zunächst nicht berücksichtigt. Die Netzmodellierung und Netzsimulation wird mit der Software Digsilent PowerFactory durchgeführt.

Neben der Nachbildung verschiedener zeitlicher Abhängigkeiten fluktuierender Erzeugung wird auch die Einbindung von Ereignissen und Vorgaben wie Regelleistungsbereitstellung, Eingriffe in die Erzeugung im Rahmen von NSM-Maßnahmen und Netzschaltungen mit den entsprechenden zeitlichen Faktoren im Netzmodell nachgebildet. Ziel dabei ist die Ermittlung von gegenseitigen Einflüssen auf den Netzbetrieb in Kombination verschiedener, aufeinander wirkender, zeitlich abhängiger Effekte.

Für die Netzsimulation werden Ein-Tages-Leistungsverläufe für alle zeitlich variierenden Wirkleistungserzeuger oder -verbraucher definiert. Hierzu wird ein Zeitintervall von 1 Minute gewählt, welches sich an der Auswertung realer Leistungsverläufe und der Ermittlung von Einflussfaktoren auf Leistungsgradienten orientiert. Zunächst werden für alle zeitlich variierenden Elemente wie Lasten und EZA typische Leistungsverläufe ermittelt und nach Höhe der Leistung sowie Charakteristik klassifiziert (vgl. Tabelle 6).

Netzkomponente	Leistungsgröße	Faktor P/P_n	Charakteristiken
Windenergie	niedrig	0,3	ansteigend,
	mittel	0,6	abfallend,
	hoch	1,0	konstant
Photovoltaik	niedrig	0,3	gleichmäßig, stark volatil
	mittel	0,6	
	hoch	1,0	
Last	Schwachlast	0,3	Standardlastprofil
	Starklast	1,0	

Tabelle 6: Charakteristik der zeitlich variierenden Lasten und EZA

Die einzelnen spezifischen Charakteristiken sind im Anhang F dargestellt. Die Windenergie weist dabei sowohl in kurzen Zeitabschnitten als auch im gesamten Tagesverlauf mit einem ansteigenden und abfallenden Verhalten eine Veränderung der Leistung auf. Das konstante Verhalten beschreibt ein über den gesamten Tag gleichbleibendes Niveau, mit entsprechend für eine Windenergieanlage typischen, kurzzeitigen Leistungsgradienten. Für die PV ist die Charakteristik prinzipiell in einen gleichmäßigen Verlauf und einen stark

volatilen Verlauf unterteilt (nachfolgend als „wolkig“ bezeichnet), da hier wesentliche Unterschiede in den kurzzeitigen Leistungsgradienten vorherrschen.

Im nächsten Schritt vor der Simulation im Netzmodell werden die verschiedenen Leistungsgrößen und Charakteristiken logisch miteinander verknüpft. Hier ist auch die Nachbildung der in Abschnitt 3 identifizierten Problemstellungen durchzuführen. So werden im Vorfeld zum Teil Kombinationen mit niedriger Einspeisung für die Nachbildung der Problemstellung ausgeschlossen. Somit wird der Fokus auf Situationen mit hoher Einspeisung und der Kombination der verschiedenen Charakteristiken gelegt. Sowohl die ausgewählten Leistungsverläufe als auch die Anzahl der Kombinationen stellen nur einen kleinen Teil aller möglichen Netzsituationen dar. Ziel der Simulation ist, neben einer Nachbildung von Extremsituationen, der Nachweis der im Abschnitt 4 entwickelten technischen Lösungen. Dabei wird vorausgesetzt, dass die Lösung für die hier zugrunde gelegten Extremsituationen auch Zustände beherrscht, welche durch eine deutlich geringe Belastung geprägt sind. Dadurch wird der Aufwand der Simulation auf eine überschaubare und sinnvolle Anzahl von Szenarien begrenzt. Im Ergebnis dieser Voranalyse werden 15 Simulationsszenarien identifiziert. Tabelle 7 zeigt diese Szenarien mit der im Netzmodell verwendeten Bezeichnung und den Charakteristiken der zeitlich variierenden Komponenten.

Bezeichnung	Lastverhalten	Windenergie	Photovoltaik	Beschreibung
SW-00	Schwachlast	niedrig konstant	niedrig gleichmäßig	Grundszenario Schwachlast
SW-01	Schwachlast	mittel konstant	mittel gleichmäßig	Vergleichsszenario mittlere EE
SW-02	Schwachlast	niedrig konstant	hoch gleichmäßig	PV-Szenario
SW-03	Schwachlast	niedrig konstant	hoch wolkig	PV-Szenario
SW-04	Schwachlast	hoch konstant	niedrig gleichmäßig	Wind-Szenario
SW-05	Schwachlast	hoch abfallend	niedrig gleichmäßig	Wind-Szenario
SW-06	Schwachlast	hoch ansteigend	niedrig gleichmäßig	Wind-Szenario
SW-07	Schwachlast	hoch konstant	hoch gleichmäßig	EE Szenario
SW-08	Schwachlast	hoch konstant	hoch wolkig	EE-Szenario
SW-09	Schwachlast	hoch ansteigend	hoch gleichmäßig	EE-Szenario
SW-10	Schwachlast	hoch ansteigend	hoch wolkig	EE-Szenario
SW-11	Schwachlast	hoch abfallend	hoch gleichmäßig	EE-Szenario
SW-12	Schwachlast	hoch abfallend	hoch wolkig	EE-Szenario
ST-00	Starklast	niedrig konstant	niedrig gleichmäßig	Grundszenario Starklast
ST-01	Starklast	mittel konstant	mittel gleichmäßig	Vergleichsszenario mittlere EE

Tabelle 7: Übersicht zu den Simulationsszenarien

Neben der Untersuchung der zeitlich variierenden Leistungsverläufe haben bestimmte Ereignisse ebenfalls einen Einfluss auf den Netzbetrieb und die aktive Bereitstellung von SDL. Daher ist auch die Nachbildung einer Auswahl dieser Ereignisse in der Netzsimulation notwendig. Prinzipiell wird nachfolgend in planbare und nicht-planbare Ereignisse unterschieden. Planbare Ereignisse zeichnen sich dadurch aus, dass die Änderungen bzw. Zustände im System bereits im Vorfeld bekannt sind und in entsprechenden Maßnahmen im Netzbetrieb berücksichtigt werden können.

Als planbare Ereignisse werden nachfolgend definiert:

- Regelleistungsvorhaltung
- Redispatchmaßnahmen
- Planbare Leistungsänderungen aus Marktsicht
- Geplante Außerbetriebnahmen von Netzkomponenten aufgrund von Wartungs- und Baumaßnahmen an Primär- oder Sekundärtechnik
- Geplante Netzschaltungen

Als nicht-planbare Ereignisse werden Änderungen im System definiert, welche in der Betriebsplanung nicht berücksichtigt werden und zum Teil zufällig auftreten können. Für die Nachbildung von nicht-planbaren Ereignissen in der Simulation müssen Annahmen getroffen werden, wann und in welcher Leistungshöhe diese auftreten. Dabei ist zu beachten, dass für Gegenmaßnahmen zwischen Auftreten, Erkennung und Umsetzung entsprechende zeitliche Faktoren existieren. Entscheidend sind auch die Abhängigkeiten unterschiedlicher Gegenmaßnahmen untereinander, da diese unmittelbar den Lastfluss und somit den Netzzustand insgesamt verändern und weitere nicht-planbare Maßnahmen nach sich ziehen können.

Als nicht-planbare Ereignisse werden definiert:

- Regelleistungsabruf
- Ungeplante Nichtverfügbarkeit von Netzkomponenten (Ausfall von Betriebsmitteln, Wetterereignisse, externe Einflüsse)
- Operativ umgesetzte Engpassmanagementmaßnahmen
- Umsetzung von kurzfristigen Maßnahmen des vorgelagerten Netzbetreibers
- Marktgesteuerte oder technisch gesteuerte Leistungsanpassungen von Erzeugung oder Last durch die Netzkunden

Die Verknüpfung des Regelleistungsabrufs mit den Charakteristiken für Windenergie und sonstige Einspeisung ist in Anhang F dargestellt. Dabei wird die Bereitstellung von negativer SRL mit den im Präqualifikationsverfahren [11] geforderten zeitlichen Rampen angenommen.

Eine einheitliche Vorgehensweise für die Implementierung der Ereignisse in der Simulation ist nicht möglich, da sich die Ereignisse aufgrund unterschiedlicher Ursachen stark voneinander unterscheiden oder direkte Abhängigkeiten zueinander aufweisen. Daher werden die notwendigen Ereignisse situationsabhängig von der jeweiligen Nachweiserbringung im Netzmodell nachgebildet. Ziel der Weiterentwicklung des Systems ist neben

einer effektiven Umsetzung der Gegenmaßnahmen auch eine Beurteilung, welche nicht-planbaren Ereignisse durch eine Verbesserung von Prognosewerkzeugen planbarer gestaltet werden können.

5.3 Implementierung der Lösungen in das Simulationsmodell

Die Implementierung von Maßnahmen zur Beherrschung bzw. Vermeidung von Konfliktfällen und Problemsituationen (vgl. Abschnitt 4) in das Netzmodell orientiert sich an der Implementierung der Simulationsszenarien und der planbaren und nicht-planbaren Ereignisse. Bei der Umsetzung der Maßnahmen sind die zeitlichen Einflussfaktoren zu beachten, da Maßnahmen zum Teil in der Betriebsplanung berücksichtigt werden können, aber auch eine Reaktion des Systems bzw. Netzbetriebs auf bestimmte Ereignisse sein können. Nachfolgend wird dabei in Maßnahmen in der Vortagesplanung und Maßnahmen im aktuellen operativen Netzbetrieb unterschieden.

Die quasi-dynamische Netzberechnung in der Simulation eines Tagesverlaufes macht zunächst keinen Unterschied zwischen einer Betriebsplanung und der momentanen Netz-situation, da davon ausgegangen wird, dass keine Prognosefehler vorhanden sind. Die Implementierung von Prognosefehlern zwischen Vortagesplanung und tatsächlich eingetretenem Leistungsverlauf sind dann in der Realität zu beachten. Die Beurteilung der Ursachen der Prognosefehler und die Identifikation von Abhilfemaßnahmen zur Reduzierung der Abweichungen ist allerdings nicht Teil der Arbeit.

Der Unterschied zwischen Vortag und Folgetag in der Netzsimulation in dieser Arbeit besteht in der Art der Maßnahmen und der Ereignisse, welche sich in der Wirkung voneinander differenzieren. Im Rahmen der Vortagesplanung können demnach nur planbare Ereignisse berücksichtigt werden. Der organisatorische Prozess der Umplanung von Regelleistungserbringern bei der dynamischen VNB-Freigabe (vgl. Abschnitt 4.2) ist eine Maßnahme, welche am Vortag geplant werden kann. Die Umsetzung in der Netzsimulation besteht dann aus einer Aktivierung oder Deaktivierung der Regelleistungsvorhaltung bzw. des konkreten Regelleistungsabrufs für den Folgetag.

Bei der Umsetzung von Maßnahmen im aktuellen operativen Netzbetrieb ist die Reaktionszeit in der Netzberechnung zu berücksichtigen. Die Erkennung, Planung, Abstimmung und Durchführung von bestimmten Maßnahmen sind ebenfalls mit zeitlichen Faktoren verbunden. Die Bewertung der Netz-situation stützt sich dabei auf einen konkreten Zeit-

punkt, sodass sich im Extremfall der Zustand des Netzes bis zum Zeitpunkt der Umsetzung der Maßnahmen weiter verändert.

Ein weiterer wesentlicher Unterschied in der Simulation zwischen Vortag und Folgetag besteht in der Wirksamkeit und den Konsequenzen der Maßnahmen. Im Rahmen der Vortagesplanung ist es möglich, verschiedene Varianten durch eine Netzberechnung zu prüfen und somit ein Optimum umzusetzender Maßnahmen zu erreichen. Weiterhin wird durch eine Betriebsplanung auch deutlich, ob bestimmte Maßnahmen womöglich zu einer Verschärfung der Netzsituation oder Verlagerung des Problems führen können. Diese können dann ausgeschlossen oder durch Alternativen ergänzt oder ersetzt werden. Hierzu sind im Normalfall mehrere Netzberechnungen notwendig, bis ein optimaler Betriebszustand erreicht ist. Im Rahmen der operativen Betriebsführung, insbesondere bei der Reaktion auf ungeplante Ereignisse, ist nur eine begrenzte Anzahl von solchen Iterationsschritten in der Netzberechnung mit gleichzeitig geringen Reaktionszeiten möglich.

6 Diskussion und Bewertung der Einzellösungen

6.1 Einführung der Bewertung der technischen Lösungen

Die Anforderungsanalyse im Abschnitt 3 hat anhand von realen Netzsituationen und unter Berücksichtigung der Entwicklung der Erzeugungsstruktur gezeigt, dass Einschränkungen und Konflikte zwischen der Bereitstellung von SDL und den lokalen Anforderungen des Netzbetriebs auftreten können. Für die entwickelten Lösungen (Abschnitt 4) zur Erfüllung dieser Anforderungen sind zum Teil grundlegenden Änderungen in den technischen Prozessen des Netzbetriebs im Verteilnetz notwendig. Zum theoretischen Nachweis sowohl der Problemstellung als auch der Wirksamkeit und der Relevanz der entwickelten Maßnahmen werden nachfolgend die Ergebnisse der im Abschnitt 5 vorgestellten Netzsimulation diskutiert und bewertet.

Als eine grundlegende Problemstellung wird die Anwendung des lokalen Engpassmanagements zur Beherrschung von strombedingten Engpässen im 110-kV-Netz identifiziert. In der weiteren Diskussion sind dann mögliche Konfliktfälle von lokalen Maßnahmen in Kombination mit weiteren Maßnahmen auf Anforderung des vorgelagerten Übertragungsnetzes oder mit Aktivitäten von Marktteilnehmern zu untersuchen. Zur Darstellung dieser Problemstellung wird ein Netzausschnitt aus dem im Abschnitt 5 entwickelten Netzmodell ausgewählt, welcher die betreffende Netzsituation abbildet. Nachfolgende Abbildung 32 zeigt sowohl den Netzausschnitt als auch die betrachteten elektrischen Kenngrößen.

Folgende elektrische Kenngrößen werden dabei im zeitlichen Verlauf in der quasidynamischen Simulation analysiert:

- P_{WEA} - Wirkleistung der Windenergieanlage
- P_{Trafo} - Wirkleistung über die Transformatoren am Verknüpfungspunkt
(+ in Richtung 110-kV-Netz; – in Richtung 400-kV-Netz)
- I_{akt} - aktueller Strom der Leitung
- I_{zul} - maximal zulässiger Strom der Leitung
- I_{AV} - berechneter Strom in der Ausfallvariante

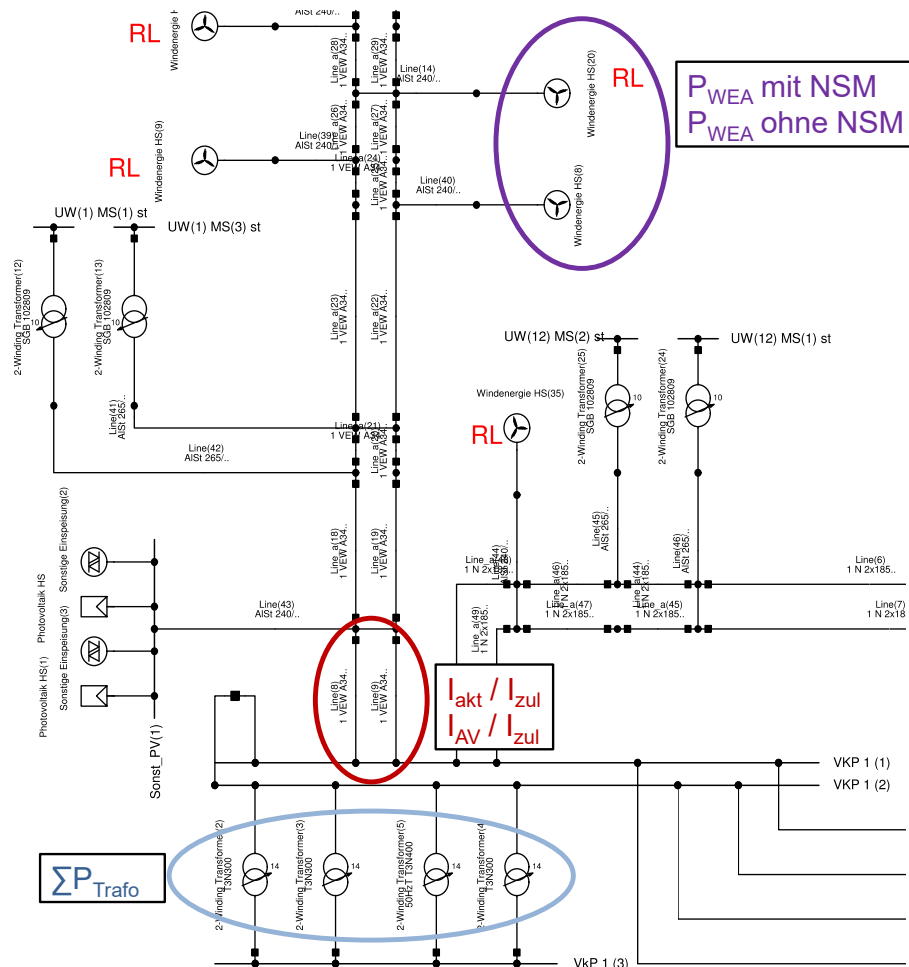


Abbildung 32: Ausgewählter Netzausschnitt mit zu bewertenden Kenngrößen

Der Fokus in der Abbildung 32 liegt auf einer stark belasteten 110-kV-Doppelleitung mit direkt angeschlossenen EZA, welche zum Teil auch für die Regelleistungsbereitstellung vorgesehen sind oder im Rahmen des Netzengpassmanagements Wirkleistung reduzieren müssen. Am Verknüpfungspunkt mit dem HöS-Netz verdeutlicht sich die Wirkung von Anforderungen aus dem Übertragungsnetz mit Umsetzung von Wirkleistungsanpassungen im Verteilnetz. Für die in Abbildung 32 hervorgehobenen unterschiedlichen elektrischen Kenngrößen der Leitung (rot), einzelner EZA (lila) und der Wirkleistung über die Transformatoren (blau) werden in der nachfolgenden Abbildung 33 die Ergebnisse der quasi-dynamischen Netzberechnung für das Einspeiseszenario SW-10 (vgl. Tabelle 7) übersichtlich dargestellt. In dieser ausgewählten Netzberechnung wird bereits berücksichtigt, dass zur Beherrschung der Netzsicherheit der ausgewählten Leitung für bestimmte Zeitabschnitte Einspeisemanagement mit den angeschlossenen Windenergieanlagen notwendig ist.

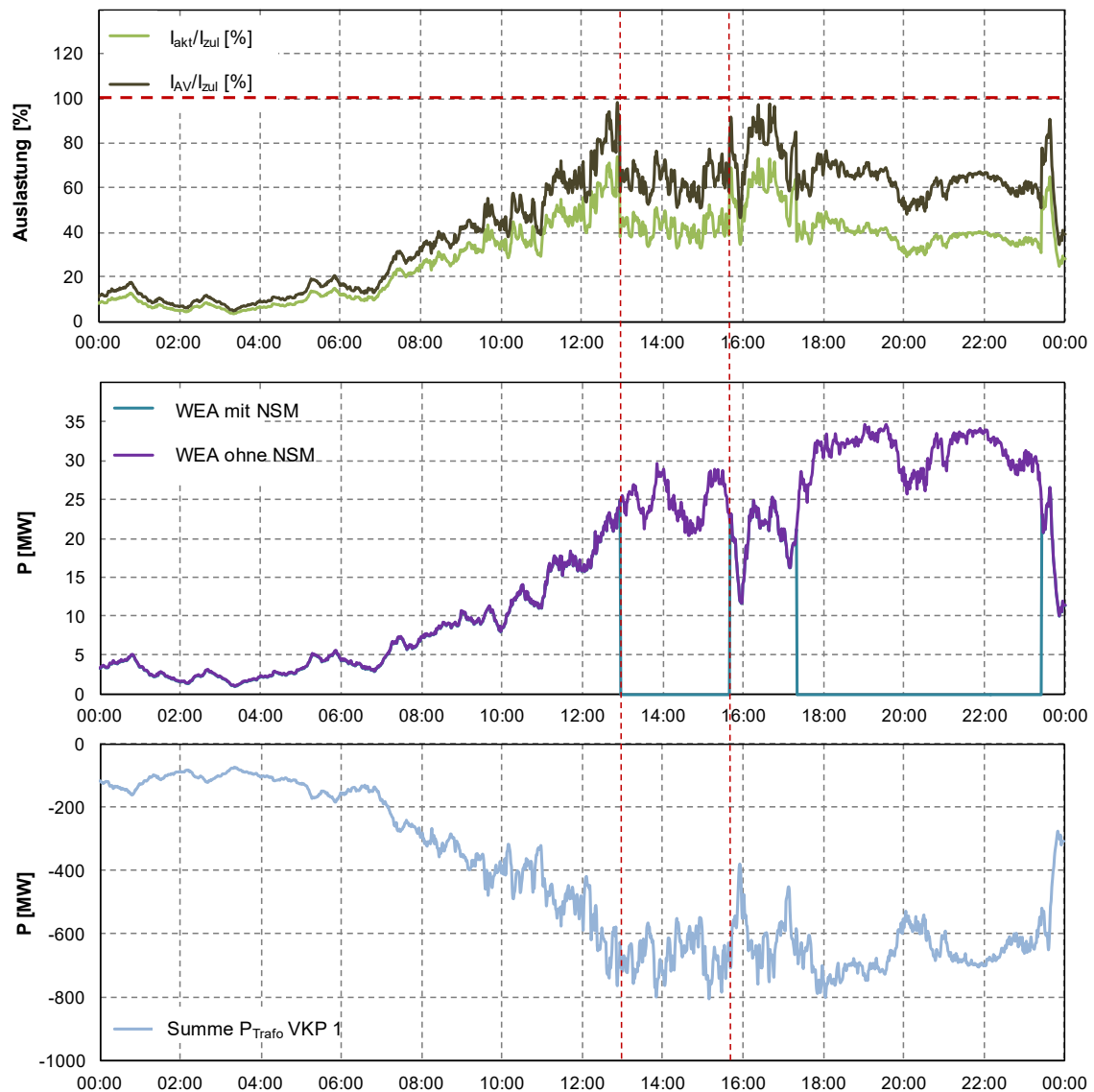


Abbildung 33: Simulation Szenario SW-10 mit NSM

Im oberen Diagramm von Abbildung 33 ist die Auslastung einer exemplarisch ausgewählten 110-kV-Leitung für den aktuellen, störungsfreien Betrieb (I_{akt}) sowie für den einfachen Störfall (I_{AV} -Ausfallvariante) dargestellt. Die maximale zulässige Auslastung der Strombelastbarkeit (I_{zul}) wird hier im Verlauf des ansteigenden Windverhaltens in der berechneten Ausfallvariante überschritten. Durch die Anwendung des NSM wird die Wirkleistung der EZA mit der höchsten Sensitivität auf den Engpass reduziert, was sich in einem abgesenkten Leitungsstrom zwischen 12:56 Uhr und 15:39 Uhr sowie zwischen 17:20 Uhr und 23:24 Uhr zeigt. Durch die Reduzierung der Erzeugungsleistung kann der Strom für die Ausfallvariante unterhalb der maximalen Strombelastbarkeit gehalten werden. Das mittlere Diagramm in Abbildung 33 zeigt die Einspeisung einer Windenergieanlage jeweils mit und ohne entsprechende Reduzierung der Erzeugungsleistung aufgrund des NSM. Im

unteren Diagramm in Abbildung 33 ist die Summe der Übertragungsleistung der Transformatoren zum Übertragungsnetz an einem Verknüpfungspunkt dargestellt. Dieser Teil des Diagramms dient der Darstellung von Auswirkungen der Maßnahmen und Ereignisse im Verteilnetz auf das Übertragungsnetz.

In der nachfolgenden Bewertung der technischen Lösungen wird jeweils nur ein Simulationsszenario dargestellt. Die Ergebnisse weiterer ausgewählter Szenarien (vgl. Tabelle 7) sind nach der gezeigten Logik (vgl. Abbildung 33) im Anhang G jeweils für die verschiedenen Untersuchungsschwerpunkte aufgeteilt, abgebildet. Aus den berechneten 15 Szenarien nach Tabelle 7 werden jeweils nur die Ergebnisse der EE-Szenarien (SW-01, SW-08, SW-09, SW-10, SW-11, SW-12) dargestellt, da die aufgezeigten Problemstellungen in diesen Szenarien besonders ausgeprägt sind.

Die hier gewählte Darstellung bildet eine Basis für einen Vergleich der Anwendung der technischen Lösungen sowohl aus Sicht des VNB zur Gewährleistung der lokalen Netzsicherheit, des Betreibers und des Vermarkters zur Bereitstellung von SDL an einzelnen EZA sowie des ÜNB an der Schnittstelle zum Übertragungsnetz. Entscheidend bei der Bewertung der Maßnahmen ist dabei auch, dass die Wirkung von Leistungsanpassungen über die Grenzen des Netzmodells hinausgehen und hier nachfolgend nicht dargestellt werden können. Dies betrifft vor allem Wirkungen und Reaktionen in der Betrachtung der Systembilanz z.B. im Falle einer Wirkleistungsregelung im Verteilnetz mit einem bilanziellen Ausgleich in anderen Netzbereichen (vgl. Abschnitt 3.3.3) oder bei einer Verlagerung von Regelleistungserbringern in das Übertragungsnetz oder in andere Verteilnetze. Der Fokus der nachfolgenden Bewertung liegt dabei auf einer lokalen Analyse der Netzsituation und Koordinierung der einzelnen Maßnahmen in einem begrenzten 110-kV-Netzabschnitt.

6.2 Einzelbewertung der technischen Lösungen

6.2.1 Bewertung der Regelleistungsbereitstellung im Verteilnetz

Grundsätzliche Ergebnisse

In der nachfolgenden Diskussion und Bewertung der Regelleistungsbereitstellung im 110-kV-Verteilnetz wird die Problemstellung bei einer zeitlichen Überlagerung einer Regelleistungsvorhaltung und -bereitstellung mit dem lokalen Engpassmanagement anhand eines ausgewählten Netzabschnittes dargestellt. Die bewusst gewählte Überlagerung dieser beiden Anforderungen an einer EZA ist eine simulative Annahme in der Netzsimu-

lation zur Darstellung der Problemstellung und des Nachweis der Relevanz der entwickelten Einzellösung. Anschließend werden anhand dieses Netzabschnitts die im Abschnitt 4.2 entwickelten Lösungen bewertet.

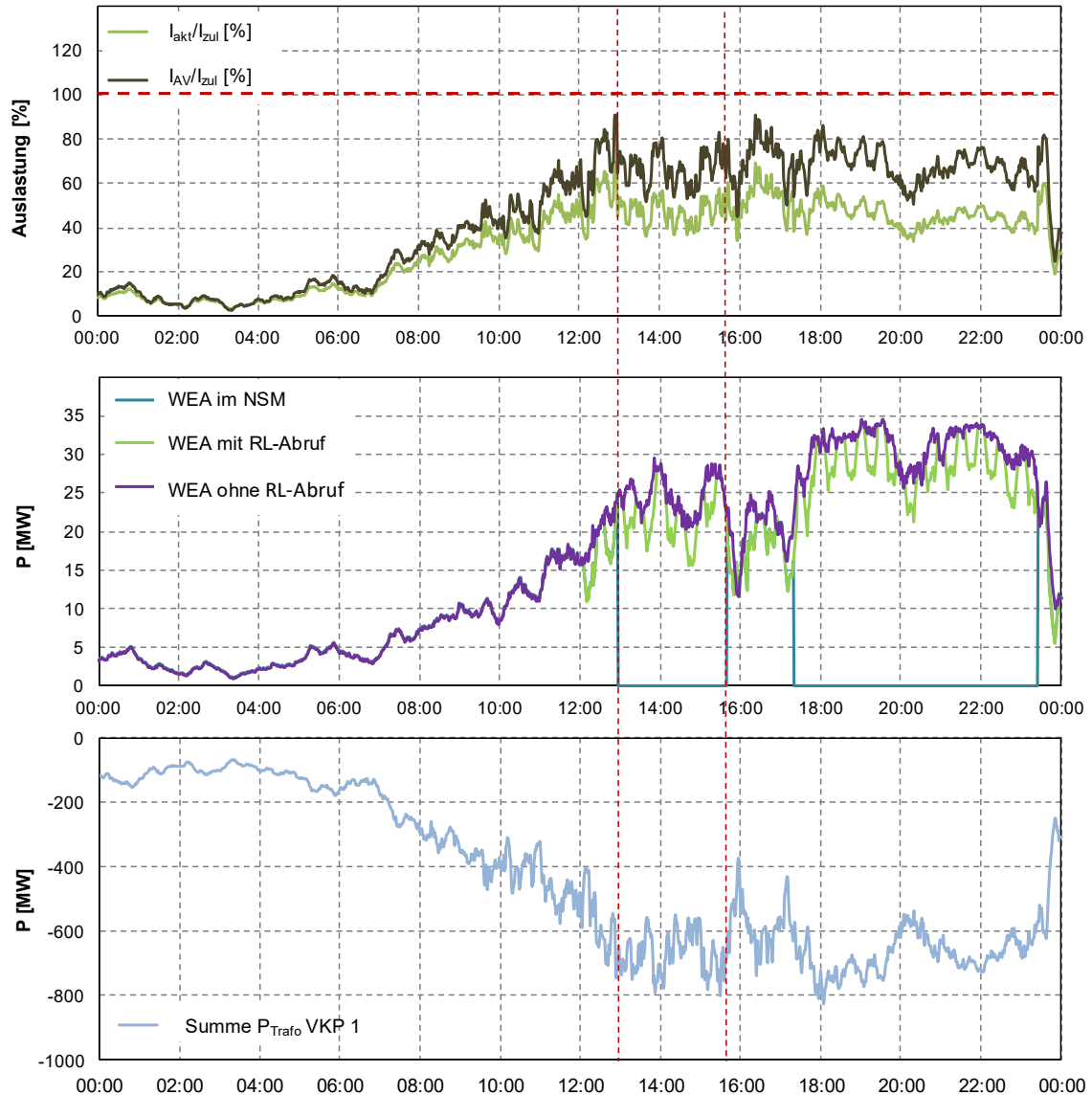


Abbildung 34: Simulation Szenario SW-10 mit NSM und Regelleistung

Abbildung 34 zeigt die Netzsituation analog zu Abbildung 33 sowie die zusätzliche Bereitstellung von Regelleistung für den Zeitraum von 12:00 Uhr bis 00:00 Uhr für eine einzelne ausgewählte Windenergieanlage (mittleres Diagramm - grün) bzw. die Wirkung von mehreren Regelleistungserbringern auf den Stromfluss der Leitung. Es ist erkennbar, dass die Absenkung im Rahmen des Engpassmanagements genau in den Zeitraum einer möglichen Bereitstellung von Regelleistung fällt und somit im Normalfall diese Bereitstellung nicht möglich ist. Im Vergleich zu Abbildung 33 ist in der Strombelastbarkeit der Leitung

(Abbildung 34 - oberes Diagramm) eine leichte Erhöhung der Fluktuation durch die Regelleistungsbereitstellung erkennbar. Somit existiert eine direkt sichtbare Rückkopplung der zusätzlichen Regelleistungsbereitstellung auf den Lastfluss im 110-kV-System.

Im oberen Diagramm zeigt sich weiterhin, dass die Bereitstellung der Regelleistung nicht zwangsweise zu einer dauerhaften Entlastung des gleichzeitig auftretenden Engpasses auf der Leitung führt, da hier kurze Zeiträume der Wirkleistungsanpassung auftreten und die Erzeugungsleistung der einzelnen EZA somit nach Abschluss der Erbringung der negativen SRL nach 20 Minuten wieder auf den Maximalwert ansteigt [11]. Die Bereitstellung von Regelleistung kann aufgrund der externen zentralen Regelung der Frequenz bereits auch nach kurzer Zeit abgeschlossen sein, während die Maßnahmen des lokalen Einspeisemanagements in diesem Fall mehrere Stunden andauern. Bei der Beurteilung der Netzsituation für die Betriebsführung des VNB ist somit einzuschätzen, welcher Netzzustand erreicht wird, wenn keine externen Wirkleistungsanpassungen durchgeführt werden. Es lässt sich somit schlussfolgern, dass ein Abruf negativer Regelleistung ein Eingreifen des VNB aufgrund lokaler Engpässe nicht prinzipiell verhindern kann. Vielmehr besteht die Wirkung zusätzlicher Überlagerungen von Wirkleistungsregelungen durch die automatischen Systeme im NSM.

Einfluss der Regelleistungsbereitstellung auf das NSM-System

Die nachfolgende Untersuchung zeigt, welche Auswirkungen die Regelleistungsbereitstellung in Abhängigkeit der Sensitivität von EZA im Netz auf das Engpasselement sowie die automatischen NSM-Systeme 110-kV-Netzbetrieb besitzen kann. Nachfolgende Abbildung 35 zeigt für eine Diskussion der Ergebnisse die unterschiedlichen Sensitivitäten der im Netz vorhandenen EZA bezogen auf einen Engpass anhand eines vereinfachten Netzes auf Grundlage des 110-kV-Netzmodells (vgl. Anhang D).

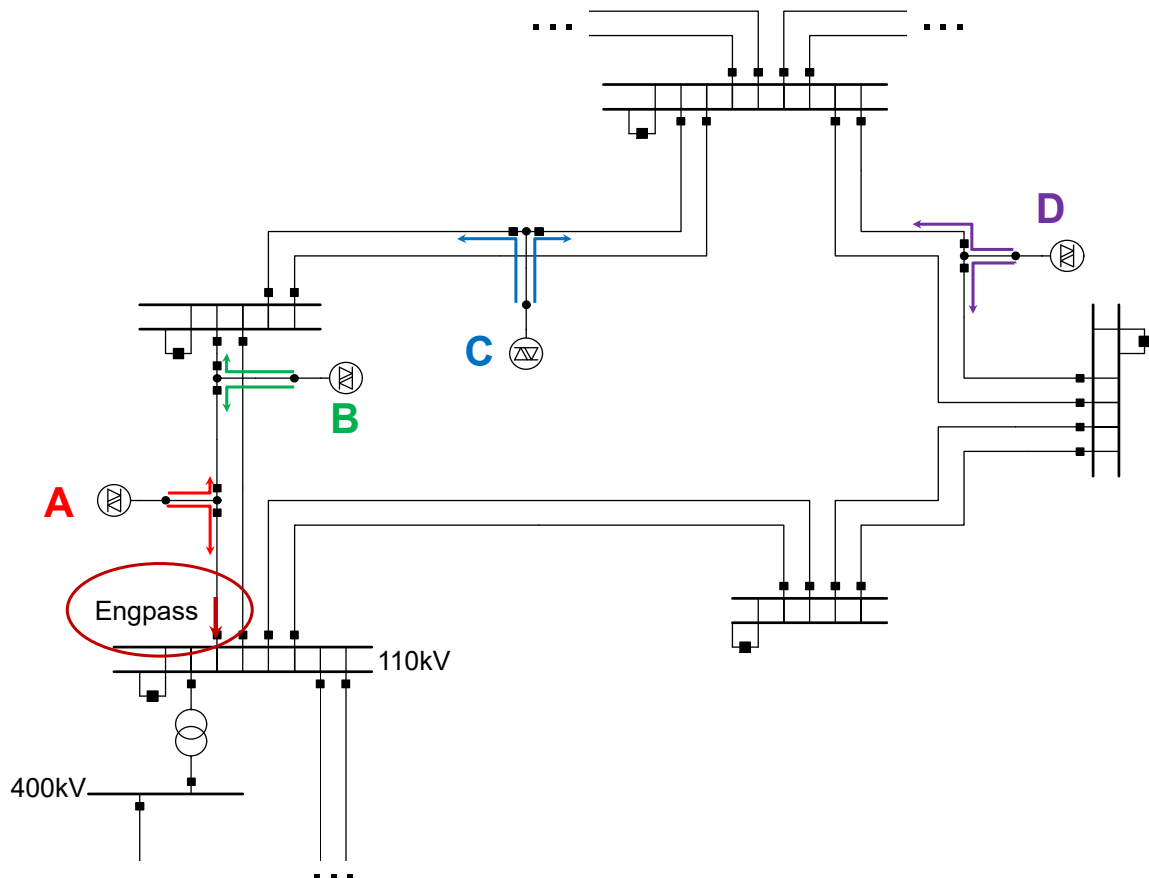


Abbildung 35: Vereinfachte Netzgrafik Regelleistungsbereitstellung

Die unmittelbar auf der Engpassleitung angeschlossenen EZA A und EZA B besitzen dabei eine hohe Sensitivität, während die weiter entfernte EZA C und D aufgrund der vermaschten Netzstruktur nur einen geringen Einfluss auf den Engpass aufweisen. Wirkleistungsänderungen an einer EZA, welche z.B. aus einer Regelleistungsbereitstellung resultieren, verursachen somit in Abhängigkeit der Sensitivität unterschiedlich hohe Wirkleistungsänderungen am Engpasselement. Bei einer hohen Sensitivität der einzelnen EZA ist somit eine Reaktion des NSM-Systems auf die Wirkleistungsänderung bei Regelleistungserbringung nicht auszuschließen. Bei der Diskussion der gegenseitigen Einflüsse sind allerdings Einflussfaktoren auf die automatischen Systeme zur Messwerterfassung und Umsetzung der Maßnahmen des Netzleitsystems zu beachten.

Da eine Erkennung von Engpässen im NSM-System mit einer State-Estimation in Zeiträumen von bis zu 5 Minuten durchgeführt wird, kann eine zeitliche Dämpfung wirken, sodass der Regelleistungsabruf bereits abgeschlossen sein kann und somit vom NSM-System nicht erfasst wird. Zeitliche Einflussfaktoren aufgrund der thermischen Zeitkonstanten von Betriebsmitteln (z.B. Freileitungen oder Transformatoren; vgl. Abschnitt 3.2.3)

sind bei dieser Bewertung nicht relevant. Schnelle Wirkleistungsänderungen verursachen aufgrund der thermischen Zeitkonstanten zwar nicht sofort unzulässige Zustände, dieser Einflussfaktor spiegelt sich allerdings nicht im automatischen NSM-System zur Erkennung von Engpässen wider. Unabhängig ob thermische Reserven vorhanden und Einstellwerte des NSM-System darauf ausgelegt sind, kann eine zusätzliche Wirkleistungsänderung durch Regelleistung in einer Erkennung von Engpässen resultieren.

Weiterhin wirken in einem System mit stark fluktuierender Erzeugung weitere wetterabhängige Leistungsgradienten. Dies hat zur Folge, dass ein Regelleistungsabruf mit sehr geringer Sensitivität im allgemeinen Lastrauschen untergeht und somit nur einen sehr geringen Einfluss auf den Belastungsstrom besitzt. Da das NSM-System im Allgemeinen mit Abregel- und Zuschaltwerten, sowie mit einer Hysterese arbeitet, wird ein ständiges Nachregeln aufgrund von schnellen Wirkleistungsänderungen, unabhängig welcher Ursache, ebenfalls verhindert. Eine andere Situation ergibt sich, wenn EZA mit einer hohen Sensitivität auf den Engpass (z.B. EZA A) auf einen Regelleistungsabruf reagieren. Hierbei ist je nach Konstellation der Elemente im Netz eine direkte Reaktion des NSM-Systems möglich.

Bei einer NSM-Maßnahme wird die Rangfolge der Abregelung nach Sensitivität auf den Engpass und unter Kostengesichtspunkten bestimmt. Im vorliegenden Beispiel wird davon ausgegangen, dass die EZA A Regelleistung vorhält und als systemrelevant eingestuft wird und somit aus dieser Rangfolge im NSM-System ausgenommen wird, um die vorgehaltene Regelleistung systemdienlich zu erhalten. Diese Festlegung als systemrelevante Anlage kann eine Möglichkeit sein, Konflikte zwischen Engpassmanagement und Regelleistungsvorhaltung einer Anlage zu lösen (vgl. Abschnitt 4.2). Die nachfolgende Untersuchung zeigt, welche konkreten technischen Auswirkungen im Gesamtsystem diese Einstufung einer einzelnen EZA als systemrelevante Anlage haben kann.

In der folgenden Abbildung 36 wird sowohl die Wirkleistungsanpassung durch den VNB aufgrund des lokalen Engpassmanagements (EZA B und C) als auch die Regelleistungsbereitstellung (EZA A) in einem vereinfachten Beispiel im zeitlichen Verlauf dargestellt. Die Erzeugungsleistung der einzelnen EZA ist dabei unterschiedlich hoch angesetzt, um die Wirkung einer Teiländerung der Wirkleistung auf die anderen EZA darzustellen. Die natürlich auftretende Fluktuation der möglichen Windenergieeinspeisung wird in der Darstellung vernachlässigt. Entscheidend ist weiterhin, dass zwischen der NSM-Maßnahme des VNB und dem Regelleistungsabruf eine beliebige Zeit liegt, sodass diese beiden Wirkleistungsregelungen technisch unabhängig voneinander sind. Die Wirkung des bilan-

ziellen Ungleichgewichts einer NSM-Maßnahme (vgl. Abschnitt 3.3.3) wird hier in diesem räumlich begrenzten Netzabschnitt nicht betrachtet.

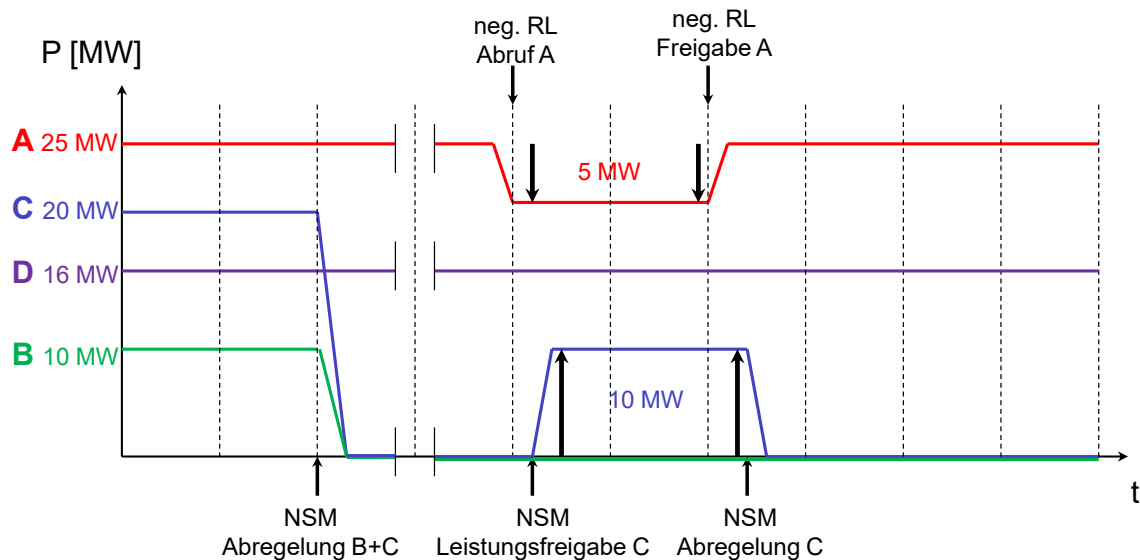


Abbildung 36: Gegenregeln des NSM-Systems bei negativer Regelleistung

Anhand der aktuellen Messwerte wird in diesem Beispiel bei Abruf von 5 MW negativer Regelleistung eine Entlastung des Engpasses durch das NSM-System erkannt und somit Erzeugungsleistung von 10 MW an anderer Stelle (EZA C) mit einer zeitlichen Verzögerung freigegeben. Somit wird der Regelleistungsabruf für das Übertragungsnetz leistungsmäßig in diesem begrenzten Netzabschnitt durch das Nachregeln des NSM-System kompensiert. Um die Frequenz weiter zu stützen, ist in der Folge die Aktivierung weiterer negativer Regelleistung, auch außerhalb des betrachteten Netzmodells, notwendig. Die folgende Abbildung 37 zeigt das Nachregeln des NSM-Systems bei einer laufenden NSM-Maßnahme und der Bereitstellung positiver Regelleistung.

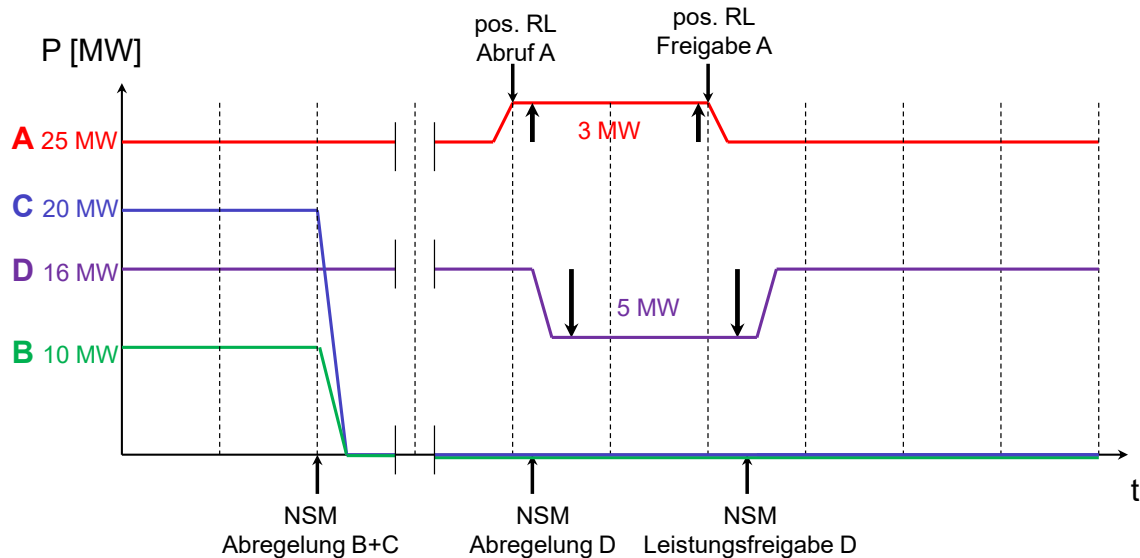


Abbildung 37: Gegenregeln des NSM-Systems bei positiver Regelleistung

Bei der Bereitstellung von 3 MW positiver Regelleistung in diesem Beispiel wird zum Zeitpunkt des Abrufs ein zusätzlicher Leistungsbeitrag auf den Engpass erkannt, was in einer weiteren Wirkleistungsreduzierung der EZA D von 5 MW entsprechend der Rangfolge innerhalb des NSM-Systems resultiert. Aufgrund der verschiedenen Sensitivitäten ist es weiterhin möglich, dass im NSM mehr Leistung zum Gegenregeln aktiviert werden muss, als Regelleistung bereitgestellt wird. Somit kommt es in Summe zu einer Leistungsreduzierung, wodurch ein konträres Verhalten zur eigentlich gewollten Leistungserhöhung (positiver Regelleistungsabruf) erreicht wird. Dies trifft auch für die Bereitstellung von negativer Regelleistung zu (vgl. Abbildung 36).

Bewertung der technischen Lösung

Diese grundsätzliche Untersuchung der gegenseitigen Beeinflussung der verschiedenen Systeme hat festgestellt, dass eine Ausweisung systemrelevanter EZA für die Bereitstellung von Regelleistung im Verteilnetz aus technischer Sicht nicht zielführend ist, um den Konflikt zwischen Engpassmanagement und Regelleistung zu lösen. In Folge einer solchen Festlegung sind umfangreiche Anpassungen der Parametrierung der einzelnen EZA im NSM-System sowie der Eingangswerte in das System notwendig. Hierzu sind die Werte für die mögliche Einspeisung der einzelnen EZA, also der Wert der maximalen Einspeisung ohne Einsenkung der Leistung aufgrund eines Regelleistungsabrufs, bzw. einer dauerhaften Einsenkung aufgrund der Vorhaltung positiver Regelleistung, im NSM-System zu berücksichtigen. Die Folge dabei ist, dass das NSM-System dauerhaft ineffektiv betrieben wird und nicht mehr die Ist-Werte ausschlaggebend für eine Bewertung des aktuellen Netzzustandes sind. In der maximalen Belastung der Betriebsmittel sind

schlussfolgernd freie Leistungsscheiben für den Transport von Regelleistung freizuhalten. Weiterhin kann die Einspeisung weiterer nicht am Regelleistungsmarkt teilnehmender Akteure im gleichen Netz eingeschränkt werden. Dies resultiert dann in höheren Kosten für die Entschädigung der abgeregelten Energie. Unter der Berücksichtigung der aktuellen rechtlichen Grundlagen nach EnWG [1] und EEG [3] ergeben sich dabei offene Fragestellungen, insbesondere hinsichtlich des Einspeisevorrangs von EE, der Gleichbehandlung und der Diskriminierungsfreiheit, da die volkswirtschaftlichen Nachteile in diesem Fall zu Gunsten einzelner Marktteilnehmer zuerst bewertet und auf Relevanz geprüft werden müssen. Die Untersuchung dieser rechtlichen Fragestellungen ist allerdings nicht Teil der technischen Bewertung in dieser Arbeit.

Prinzipiell sollten diese Maßnahmen vermieden werden. Der Prozess der dynamischen VNB-Freigabe in der Vortagesplanung (vgl. Abschnitt 4.2) kann im Vorfeld mögliche Konflikte lösen sodass TE zur Regelleistungsbereitstellung nicht mehr in engpassbelasteten Netzabschnitten für Regelleistung eingeplant werden. Eine vollständige frühzeitige Erkennung von Einschränkungen und Absicherung durch die Netzbetreiber ist allerdings nicht möglich, da auch immer kurzfristige, ungeplante Ereignisse auftreten können. Diese Unsicherheiten sind durch den Regelleistungsanbieter zu beherrschen. Der Bedarf an einer Absicherung des Regelleistungsangebotes und die Möglichkeiten einer schnellen Umplanung der Regelleistungsvorhaltung bleiben weiterhin als eine notwendige technische Anforderung des Regelleistungsanbieters bestehen.

Der Prozess der dynamischen VNB-Freigabe am Vortag erweist sich als effektive Möglichkeit sowohl die lokale Netzsicherheit unter Einhaltung der aktuellen Regeln und Prinzipien zu gewährleisten als auch dem Regelleistungsanbieter durch ausreichend gesicherte Informationen in die Lage zu versetzen die Regelleistungsvorhaltung sicher zu stellen. Die konkrete Verlagerung der Regelleistungsvorhaltung ist dabei abhängig von der Poolzusammensetzung des Regelleistungsanbieters und kann auch außerhalb des durch den VNB betrachteten Netzbereichs stattfinden, welcher nicht durch Engpässe vorbelastet ist. Die Nachbildung der Verlagerung der Regelleistungsvorhaltung wird daher nicht in der Netzsimulation durchgeführt, da davon ausgegangen wird, dass die Informationen zu möglichen Engpässen am Vortag bei der Umplanung der Regelleistungsvorhaltung durch den Regelleistungsanbieter berücksichtigt wird und somit keine TE in der geplanten Regelleistungsvorhaltung auf einen Engpass speist. Nach dem Prozess der dynamischen VNB-Freigabe kann angenommen werden, dass alle im Vorfeld bekannten Konflikte zwischen dem lokalen Engpassmanagement und der Regelleistungsvorhaltung gelöst werden können.

Bei ungeplanten Maßnahmen des VNB z.B. aufgrund von Betriebsmittelausfällen ist kein Unterschied zur aktuellen Vorgehensweise vorgesehen. Hier wird der Ausfall bzw. die Nichtverfügbarkeit der einzelnen TE dem Regelleistungsanbieter angezeigt und die Regelleistungsvorhaltung muss sehr kurzfristig umgeplant werden. Die Aufgabe des VNB in der Netzbetriebsführung ist dementsprechend, planmäßige Einschränkungen der Marktteilnehmer im betreffenden Netzgebiet frühzeitig zu identifizieren und so genau wie möglich zu bewerten.

6.2.2 Bewertung Redispatchmaßnahmen im Verteilnetz

Auf Basis des im Abschnitt 4.3 entwickelten Prozesses zur Unterstützung von Redispatchmaßnahmen für globale Engpässe durch Erzeugungsleistung im Verteilnetz werden nachfolgend anhand von exemplarisch durchgeführten Simulationen die einzelnen Prozessschritte bewertet und die Anwendbarkeit unter Berücksichtigung der spezifischen technischen und organisatorischen Besonderheiten nachgewiesen.

Ermittlung des Redispatchpotentials

Der erste zentrale Prozessschritt ist die Ermittlung des Redispatchpotentials im Verteilnetz im Rahmen des Vorbereitungsprozesses (vgl. Abbildung 24 und Abbildung 25). Entscheidend für eine effektive Umsetzung ist die Berücksichtigung der Sensitivität der einzelnen für eine Redispatchmaßnahme nutzbaren EZA im betrachteten Verteilnetzbereich auf den HS/HöS-Verknüpfungspunkt, an dem der Redispatchabruf erfolgen soll.

Für die Nutzung von Redispatchpotential im Verteilnetz ist es nicht sinnvoll, die gesamte Erzeugungsleistung im betrachteten Verteilnetzbereich für den HS/HöS-Verknüpfungspunkt zu aggregieren, da in weit entfernten Netzabschnitten des 110-kV-Netzes deutlich mehr Erzeugungsleistung abgesenkt werden muss, als am Verknüpfungspunkt als Wirkleistungsänderung resultiert. In der Praxis bei der Anwendung von Engpassmanagementmaßnahmen im Verteilnetz bzw. im Übertragungsnetz im Rahmen von Notfallmaßnahmen nach §13(2) EnWG (vgl. Abbildung 16) hat sich eine Sensitivität von 5% (vgl. Formel 2) als Grenze etabliert. Bei einer geringeren Sensitivität liefern EZA für eine Engpassentlastung einen zu geringen Beitrag und werden somit nicht verwendet. Für eine effektive Umsetzung von Redispatchmaßnahmen sollte in der Ermittlung des Redispatchpotentials diese Grenze beachtet werden. Die Folge dabei ist, dass insbesondere EZA in nachgelagerten MS- und NS-Netzebenen oder in großer Entfernung zum Verknüpfungspunkt für Redispatchmaßnahmen einen viel zu geringen Beitrag leisten.

Die Ermittlung der Kosten und der Sensitivität nach Abbildung 27 ist bereits im Vorbereitungsprozess durchzuführen und für die weitere Engpassplanung dem ÜNB zu übermitteln. Die Sensitivitätsgrenze von 5% ist dabei bereits zu beachten, sodass in der Liste Leistungsscheiben mit einer Sensitivität <5% separat ausgewiesen und in der Bewertung nicht weiter berücksichtigt werden. Bei der konkreten Einplanung im Rahmen des Umsetzungsprozesses (vgl. Abbildung 26) ist die Rangfolge aus Leistungsanpassung und Sensitivität pro zu zahlender Vergütung zu beachten und bei der konkreten Anweisung einzuhalten.

Ein weiterer wichtiger Aspekt bei der Ermittlung des Redispatchpotentials im Rahmen des Vorbereitungsprozesses ist die Berücksichtigung lokaler Engpässe des VNB. Folgende Darstellung verdeutlicht am Beispiel des Szenarios SW-10 (vgl. Tabelle 7) die Aggregation von Redispatchpotential und die Auswirkungen auf den Verknüpfungspunkt bei einer bekannten NSM-Maßnahme des VNB.

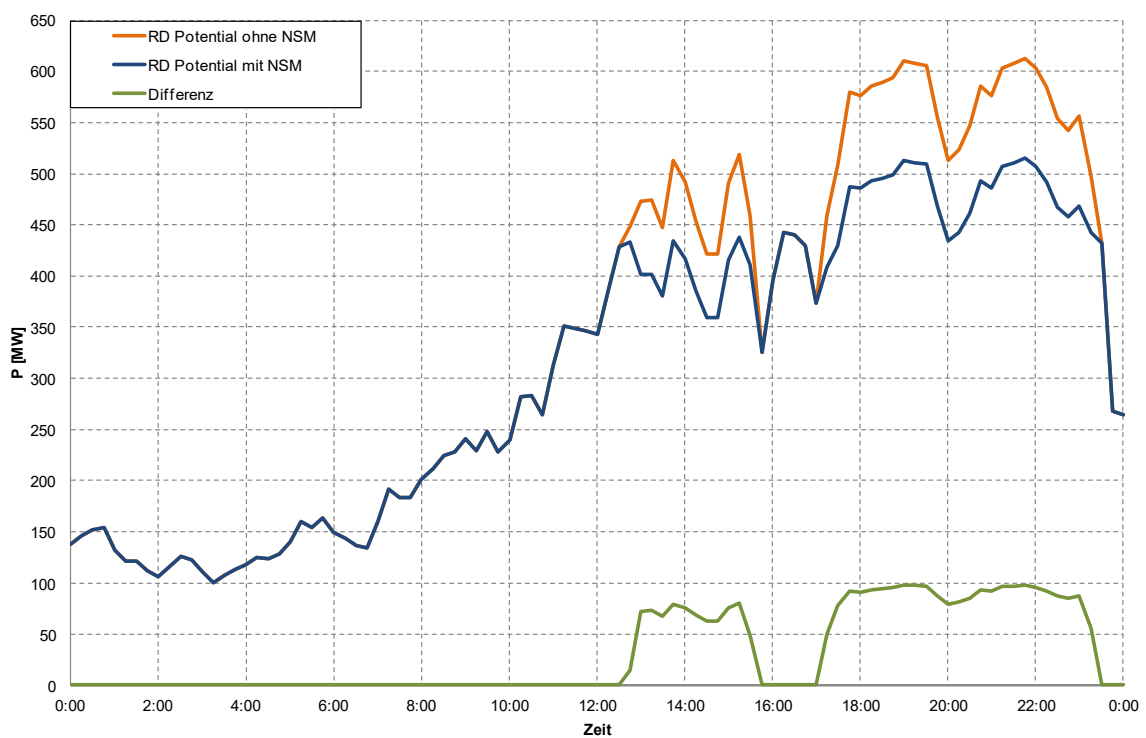


Abbildung 38: Redispatchpotential mit VNB-Einschränkung - Szenario SW10

In Abbildung 38 sind die 15-Minuten-Werte des ermittelten Redispatchpotentials für den gesamten Tag, jeweils mit und ohne Berücksichtigung der NSM-Maßnahme des VNB sowie die Differenz der beiden Kurven dargestellt. Es zeigt sich, dass das Redispatchpotential von der Charakteristik der Einspeisung und von den planbaren, lokalen Maßnah-

men des VNB abhängig ist. Somit reduziert sich das Redispatchpotential im untersuchten Szenario um bis zu 100 MW für den Zeitraum, in dem im Verteilnetz NSM-Maßnahmen notwendig sind. Die hier ermittelten und an den ÜNB übergebenen Informationen zu lokalen planbaren Einschränkungen durch NSM-Maßnahmen des VNB haben zwei wesentliche Folgen. Zum Einen kann Redispatchpotential, welches bereits durch den VNB für lokale Maßnahmen genutzt bzw. eingeplant wird, durch den ÜNB in diesem Zeitraum nicht genutzt werden. Zum Anderen beeinflusst die Informationen zu geplanten Maßnahmen die Vortagesprognosen des ÜNB pro Verknüpfungspunkt. Somit kann ein geringerer Lastfluss bereits in der Planung berücksichtigt werden und die Notwendigkeit bzw. den Umfang von Redispatchmaßnahmen des ÜNB reduzieren. Zu beachten sind hier allerdings die möglichen zeitlichen Unterschiede und der Einfluss der Leistungsänderung im Verteilnetz auf den Lastfluss im Übertragungsnetz. Bei einer zunehmenden Verlagerung der Erzeugungsleistung in das Verteilnetz kann dieser Einfluss größer werden.

Umsetzung des Redispatchabrufs

Durch die mögliche zeitliche Verschiebung von Redispatchmaßnahmen des ÜNB und Engpassmanagementmaßnahmen des VNB ist nicht zwingend eine Korrelation der Maßnahmen gegeben, sodass nicht immer davon ausgegangen werden kann, dass die Leistungsanpassung aufgrund einer Maßnahme in einer Netzebene gleichzeitig Entlastung von Engpässen in der anderen Netzebene schafft. Vielmehr sind die gegenseitigen Beeinflussungen der Leistungsänderungen zu beachten.

Wird beispielsweise ein Abruf einer Leistungsreduzierung für eine Redispatchmaßnahme im Übertragungsnetz von Erzeugungsleistung im Verteilnetz bei einer bereits laufenden Maßnahme des VNB durchgeführt, so erkennt das NSM-System der VNB-Betriebsführung durch die zusätzliche Leistungsreduzierung zunächst eine weitere Entlastung des Engpasses. Die logische Folge des NSM-Systems wäre dann zunächst eine Leistungsfreigabe, da der Online-Messwert des Engpassstromes unter den Freigabewert der lokalen Engpassüberwachung sinken kann. Der Leistungsbeitrag der Redispatchmaßnahme des ÜNB kann somit zum Teil durch die Freigabe des VNB aufgehoben werden. Schlussfolgernd ist hier eine Koordinierung der verschiedenen Maßnahmen, z.B. mit einer Sperrung möglicher Leistungsfreigaben durch den VNB notwendig.

Folgende Grafik zeigt das Zusammenwirken der verschiedenen Maßnahmen von VNB und ÜNB anhand des Abrufs von 400 MW am Verknüpfungspunkt bei einer zeitlich verschobenen NSM-Maßnahme des VNB. Hierbei wird bewusst das Gegenregeln des NSM-Systems dargestellt, um die Auswirkungen auf das Gesamtsystem abzubilden.

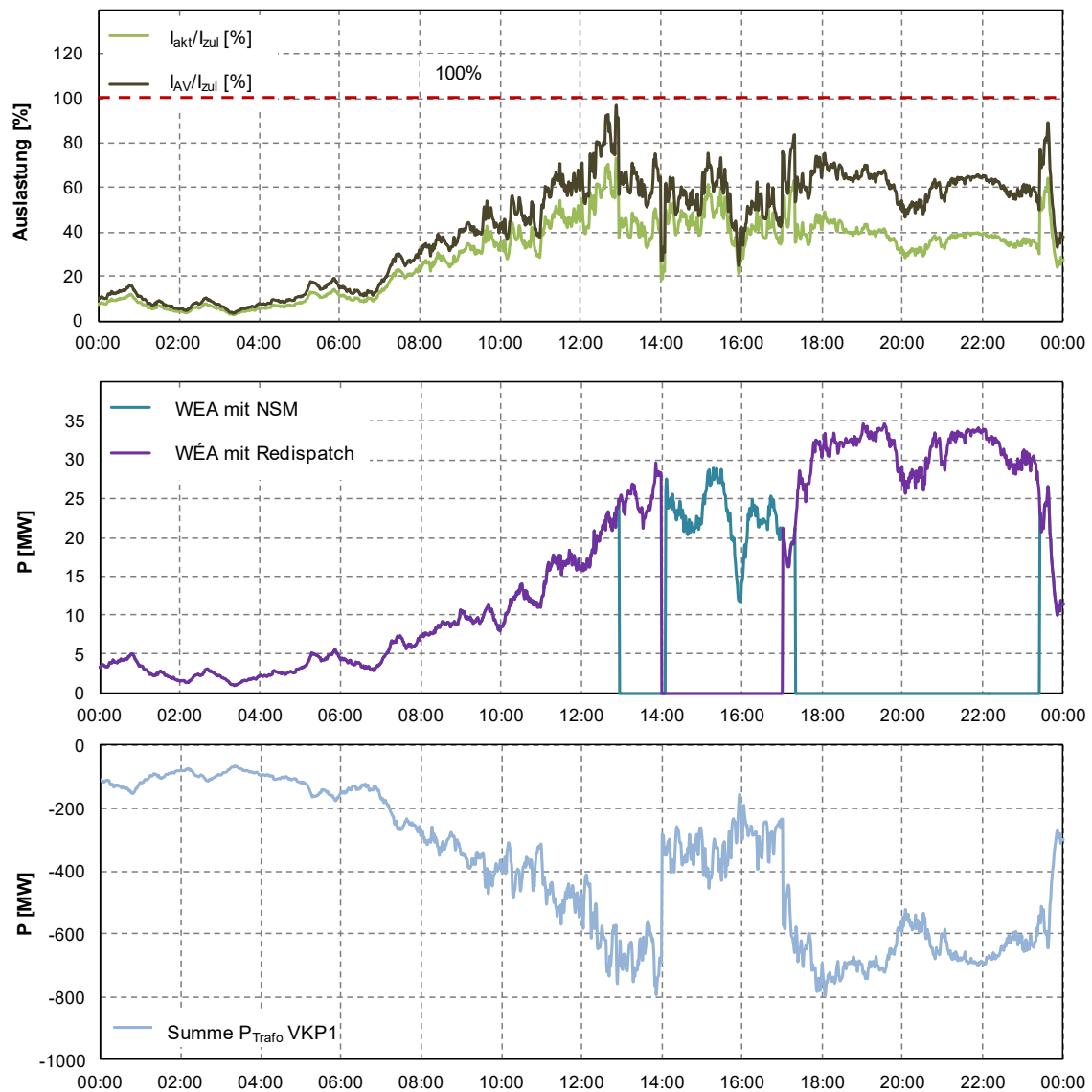


Abbildung 39: Simulation SW-10 NSM und Redispatchabruf

Unter Berücksichtigung dieser möglichen Konstellationen zum Gegenregeln von Maßnahmen ist eine Umsetzung der Redispatchmaßnahmen für den regionalen Verteilnetzbe-
reich zwangsweise über die Kaskade und die Betriebsführung des VNB durchzuführen. Alle möglichen Konstellationen und Netzzustände können dann planmäßig oder operativ beurteilt werden sodass geeignete Gegenmaßnahmen effektiv und koordiniert eingesetzt werden. Bei sich zeitlich überlagernden Maßnahmen von ÜNB und VNB sind die etablierten Vorgehensweisen in der Kaskade [7] anzuwenden, um ein ständiges Nachregeln und eine Anpassung der Einsatzrangfolge bei Beginn und Ende der sich überlagernden Maßnahmen zu verhindern.

Beim konkreten Abruf von Redispatchleistung im Verteilnetz hat sich in der Simulation gezeigt, dass aufgrund der Sensitivität im vermaschten 110-kV-Netz deutlich mehr Erzeugungsleistung aktiviert werden muss, als bezogen auf den Verknüpfungspunkt benötigt wird. Folgende Tabelle zeigt für ausgewählte Simulationsszenarien (vgl. Tabelle 7) den Unterschied zwischen abgerufener Wirkleistung am Verknüpfungspunkt und aktivierter Leistung im Netz.

Abruf am VKP	aktivierte Leistung im Netz pro Szenario [MW]					
	SW-04	SW-06	SW-07	SW-08	SW-09	SW-10
200 MW	210,5	330,7	210,5	330,7	330,7	390,9
300 MW	511,1	565,3	511,1	565,3	565,3	619,5
400 MW	689,5	730,1	698,5	698,5	730,1	760,2

Tabelle 8: Abruf am Verknüpfungspunkt und aktivierte Leistung im Netz

Die Ergebnisse zeigen, dass im Extremfall (Szenario SW-10) bis zu doppelt soviel Leistung im Netz aktiviert werden muss, als am Verknüpfungspunkt angefordert wird. Die Leistung teilt sich im 110-kV-Netz sensitiv auf die verschiedenen Verknüpfungspunkte zum Übertragungsnetz auf. Somit ist die Wirkung einer Leistungsreduzierung bezogen auf einen Verknüpfungspunkt auch immer mit einer Wirkleistungsänderung an einem anderen Verknüpfungspunkt verbunden. Bei großer Entfernung des 110-kV-Netzes zum Engpass im Übertragungsnetz kann die Erzeugungsleistung in der 110-kV-Netzgruppe mit mehreren Verknüpfungspunkten zusammengefasst angesteuert werden, um somit eine effiziente Wirkleistungsreglung durchzuführen. Die Aufteilung der Wirkung der einzelnen EZA kann hierbei für die betreffenden Verknüpfungspunkte zusammengefasst werden. Befindet sich der Engpass im HöS-Netz allerdings zwischen zwei Verknüpfungspunkten, welche in der 110-kV-Netzgruppe ebenfalls miteinander galvanisch verbunden sind, ist die Wirkung bezogen auf eine einzelne EZA auf beide Verknüpfungspunkte zu beachten. Wirkt in diesem Fall eine Wirkleistungsreduzierung einzelner EZA mit einer hohen Sensitivität auf den Verknüpfungspunkt hinter dem Engpass, kann sich dieser weiter verstärken. Die Ermittlung, welche EZA mit welcher Sensitivität auf die Verknüpfungspunkte wirkt, ist durch den VNB im Rahmen des Vorbereitungsprozesses (vgl. Abbildung 25) rechnerisch durchzuführen, sodass solche Situationen bereits im Vorfeld ausgeschlossen werden können.

Bewertung der technischen Lösung

Durch die Anwendung der Einzelprozesse zur Ermittlung des Redispatchpotentials (Vorbereitungsprozess) und zum Redispatchabruf (Umsetzungsprozess) für Erzeugungsleistung im Verteilnetz kann eine Berücksichtigung der unterschiedlichen Sensitivitäten von dezentral verteilten EZA auf den Verknüpfungspunkt stattfinden. Mit dieser Logik kann der Engpass im Übertragungsnetz effektiv entlastet werden.

Ein wichtiger Unterschied von Redispatch gegenüber dem derzeit angewendeten Engpassmanagement im Verteilnetz ist die Einplanung und Durchführung des bilanziellen Ausgleichs, analog des Modells „Dezentraler Ausgleich“ [63] (vgl. Abschnitt 3.3.3). Aus einer Leistungsreduzierung zur Engpassentlastung im Übertragungsnetz resultiert somit auch eine Leistungserhöhung an anderer Stelle im Übertragungsnetz. Prinzipiell können Potentiale für eine Leistungserhöhung ebenfalls im Verteilnetz vorhanden sein und genutzt werden. Hierbei sind die entsprechenden Auswirkungen auf den Netzbetrieb und insbesondere die Reaktionen des NSM-Systems im Verteilnetz zu beachten. Eine Leistungserhöhung kann in eine zusätzliche Belastung der Betriebsmittel resultieren sodass Gegenmaßnahmen des NSM-Systems aktiviert werden. Diese möglichen lokalen Restriktionen sind in der Ermittlung des Redispatchpotentials im Vorbereitungsprozess zu berücksichtigen, sodass konkret kein bzw. ein geringeres Potential für eine Leistungserhöhung ausgewiesen wird, wenn der Netzbereich bereits flächendeckend stark belastet ist oder Maßnahmen zur Engpassentlastung eingeplant bzw. bereits durchgeführt werden. Somit kann das Redispatchpotential zur Leistungserhöhung nicht nur aufgrund fehlender Potentiale von Erzeugungsleistung sondern nur aufgrund von Restriktionen im Netz eingeschränkt sein.

Weitere Restriktionen bei der Nutzung von Redispatchpotential im Verteilnetz ergeben sich aus der Berücksichtigung der Spannungshaltung. Neben der Überwachung der Auswirkungen von Wirkleistungsanpassungen auf die Strombelastbarkeit der Betriebsmittel sind auch mögliche Überschreitungen der Grenzwerte der Spannung zu identifizieren und zu bewerten. Weiterhin sind auch Potentiale für das aktive Blindleistungsmanagement zu beachten. Werden beispielsweise EZA im Rahmen einer Wirkleistungsreduzierung in der Leistung auf $P_{EZA}/P_n = 0\%$ abgeregelt, steht auch das Potential dieser Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung nicht mehr zur Verfügung. Im Rahmen des Vortagesplanungsprozesses (vgl. Abbildung 28) können diese Konflikte oder Einschränkungen identifiziert sowie geeignete Gegenmaßnahmen eingeplant und zurückgemeldet werden.

Im untersuchten Netzbereich wird von einem Erzeugungsüberschuss ausgegangen. Daher besteht vor allem Redispatchpotential für eine Leistungsreduzierung. Bei der Nachbildung der Maßnahmen ist somit davon auszugehen, dass die entsprechende bilanziell erforderliche Leistungserhöhung für den Gesamtprozess außerhalb des simulierten Netzbereichs stattfindet. Eine Nachbildung bzw. ein Nachweis des kompletten bilanziellen Ausgleichs findet somit in der Netzsimulation nicht statt. Einsatzentscheidungen zum gesamten Redispatchprozess werden auf Grundlage umfangreicher technisch-ökonomischer Einschätzungen im gesamten Übertragungsnetz durchgeführt, dessen Nachbildung und Simulation nicht Gegenstand dieser Arbeit sind.

Bei der Einplanung und Durchführung von Redispatchmaßnahmen im Verteilnetz ist weiterhin der Fokus nicht nur auf Engpässe im Übertragungsnetz zu legen [60]. Wenn Engpässe im Verteilnetz bereits bekannt sind und allen Marktteilnehmern und weiteren Akteuren als Information zur Verfügung gestellt werden können, ist eine Behandlung der Engpässe analog zur Vorgehensweise von ÜNB-Engpässen im Rahmen eines Redispatches mit bilanziellem Ausgleich als marktbezogene Maßnahme innerhalb des Verteilnetzes möglich (vgl. Abbildung 16). Der bilanzielle Ausgleich wäre dabei aus Systemsicht gesehen durch den ÜNB zu organisieren und zu koordinieren. Bei einer günstigen Verteilung und Konstellation von Erzeugungsleistung im begrenzten Verteilnetz mit Potentialen für Redispatch zur Leistungsreduzierung sowie Leistungserhöhung ist auch ein bilanzieller Ausgleich durch den VNB möglich. Für eine Netzregion sind diese Potentiale allerdings begrenzt. Weitere Potentiale bestehen aus Sicht des Lastmanagements (vgl. Abschnitt 3.2.2). Bei technisch sinnvollen Konstellation und wirtschaftlich günstigen Konditionen von elektrischen Lasten im Verteilnetz, können sich hier Vorteile gegenüber der alleinigen Nutzung von Erzeugungsleistung ergeben.

Im Rahmen der Netzsimulation und Bewertung zur Durchführung von Redispatch mit Erzeugungsleistung im Verteilnetz hat sich gezeigt, dass für eine Umsetzung eine umfangreiche Koordinierung der Maßnahmen in der Netzbetriebsführung des VNB notwendig ist. Dadurch können Restriktionen und Auswirkungen bei Leistungsanpassungen auf den Netzbetrieb sowohl in der Planung als auch im operativen Betrieb effektiv berücksichtigt werden.

6.2.3 Bewertung der Maßnahmen zur Beherrschung von hohen Leistungsgradienten

Die Bewertung der Problematik hoher Leistungsgradienten sowie die Anwendung von Gegenmaßnahmen zur Lösung werden unabhängig von den Prozessen zur Vortagesplanung für Regelleistungserbringung oder Engpassmanagementmaßnahmen durchgeführt. Die Problematik hoher Leistungsgradienten betrifft zunächst die Anwendung von Notfallmaßnahmen nach §13(2) EnWG (vgl. Abbildung 16).

Die Bewertung der Simulationsergebnisse wird entsprechend der Systematik nach Abschnitt 3.3.4 für alle Simulationsszenarien nach Tabelle 7 durchgeführt. Dabei werden die 1%-Quantile, die maximalen Leistungsgradienten und die Standardabweichung für die Wirkleistungsflüsse ausgewählter 110-kV-Leitungen des Netzmodells für die quasidynamische Netzberechnung ausgewertet. Zusätzlich zu den Simulationsszenarien mit unterschiedlichen Charakteristiken der fluktuierenden Erzeugung, werden ausgewählte Wirkleistungsanpassungen, wie NSM-Maßnahmen und die Regelleistungsbereitstellung, als weitere Einflüsse auf die Höhe der Leistungsgradienten untersucht. Die Auswertung der Leistungsgradienten einer einzelnen Leitung findet Anwendung im ersten Schritt im Monitoringprozess nach Abbildung 30 (vgl. Abschnitt 4.5). In Abbildung 40 ist die Häufigkeitsverteilung der Leistungsgradienten des gleichen Betriebsmittels für jeweils ein Szenario mit hoher Fluktuation (SW-03) und mit einer gleichmäßigen Leistungscharakteristik (SW-07) dargestellt.

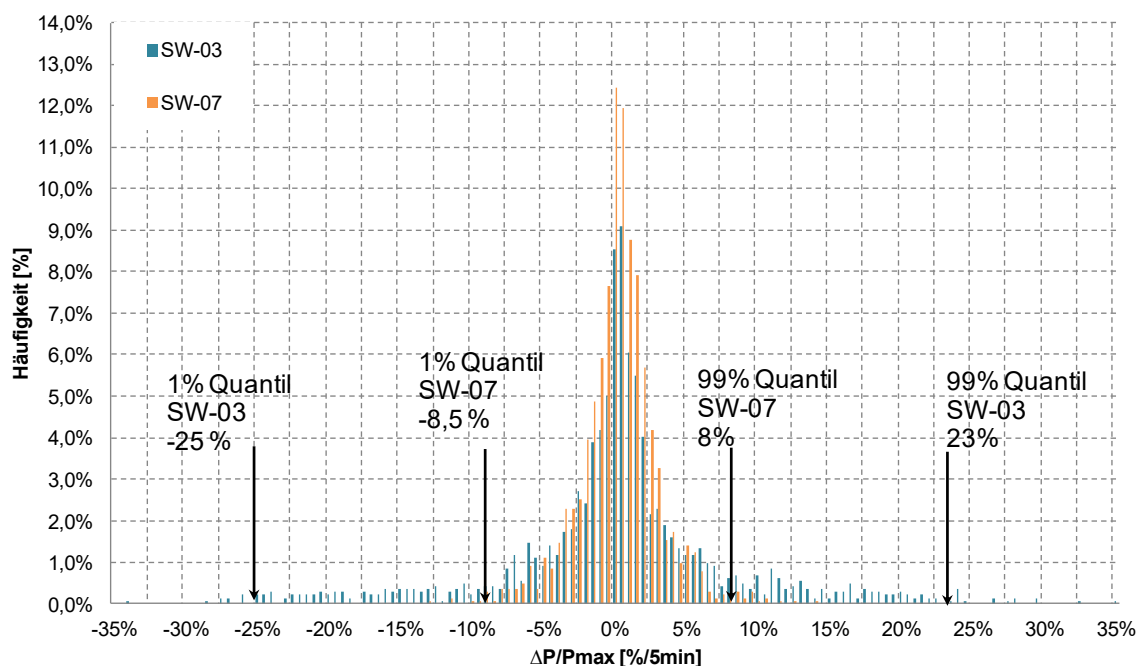


Abbildung 40: Häufigkeitsverteilung der Leistungsgradienten SW-03 und SW-07

Die Auswertung der 1%-Quantile hinsichtlich der Überprüfung der im Abschnitt 3.3.4 ermittelten Grenze von $\Delta P_{\text{Ltg}}/P_{\text{max}} = 15\%$ zeigt, dass insbesondere die Szenarien mit einer hohen Fluktuation der PV (z.B. Szenario SW-03 Abbildung 40) im Vergleich zu anderen Szenarien diese Grenze überschreiten. Die Charakteristik der PV-Einspeisung hat somit einen wesentlichen Einfluss auf die Höhe der resultierenden Leistungsgradienten im Netz. Die Auswertung der Szenarien mit einer gleichzeitig hohen Wind- und PV-Einspeisung zeigt nur zum Teil eine Überschreitung der Grenze von $\Delta P_{\text{Ltg}}/P_{\text{max}} = 15\%$ für die Werte des 1%-Quantils, da hier eine Vermischung und zum Teil ein Ausgleich der Fluktuation stattfindet und somit hohe Leistungsgradienten kompensiert werden.

Im (n-1)-Berechnungsfall treten tendenziell in allen Szenarien größere Leistungsgradienten auf, da eine höhere Belastung auch zu größeren Leistungssprüngen führt. Der absolute Bezugswert (P_{max}) zur Ermittlung des Leistungsgradienten steigt durch die höhere Belastung der Leitung im (n-1)-Fall ebenfalls an. Daher ist eine signifikante Erhöhung der 1%-Quantile der Leistungsgradienten für die (n-1)-Berechnung im Vergleich zu anderen Szenarien und Berechnungsfällen allerdings nicht erkennbar.

Bei einer Bereitstellung von Regelleistung durch an der Leitung angeschlossenen EZA wird in der Simulation tendenziell ein höherer Wert für das 1%-Quantil der Leistungsgradienten erreicht. Auffallend ist aber die Erhöhung der Standardabweichung, da in diesem Berechnungsfall viele Leistungsänderungen in kurzen Zeiträumen von 5 Minuten, aber mit einer geringen Leistungshöhe durchgeführt werden. Die Regelleistungsbereitstellung in der Simulation kann aber dazu führen, dass die Bewertungsgrenze von $\Delta P_{\text{Ltg}}/P_{\text{max}} = 15\%$ für das 1%-Quantil in den Szenarien überschritten wird, in denen im Normalbetrieb sowie im (n-1)-Berechnungsfall die Leistungsgradienten noch unterhalb dieser Grenze liegen. Somit wird geschlussfolgert, dass eine Regelleistungsbereitstellung die Problematik hoher Leistungsgradienten verstärken kann und bei Identifizierung dieser Problemstellung Gegenmaßnahmen zur Begrenzung bzw. Verminderung der Leistungsgradienten oder zur Berücksichtigung im Netzbetrieb notwendig werden.

Im nächsten Schritt der Bewertung des Monitoringprozesses (vgl. Abschnitt 4.5; Abbildung 30) werden die Leistungsgradienten der einzelnen EZA ausgewertet, um festzustellen, ob an der EZA eine lokale Begrenzung der Leistungsgradienten notwendig wird und wie diese im Gesamtsystem wirksam ist. Die Analyse der Windenergieeinspeisung hat für alle Charakteristiken ergeben, dass die Leistungsgradienten unterhalb der nach Formel (5) festgelegten Grenzwerte liegt. Für die PV wird vereinzelt festgestellt, dass bei der stark fluktuierenden Charakteristik (wolkig) die Werte für das 1%-Quantil annähernd den

Grenzwert von $\Delta P_{EZA}/P_{\max} = 40\%$ (vgl. Formel (5)) erreichen. Somit kann empfohlen werden für die PV die Leistungsänderung auf $\Delta P_{EZA}/P_{\max} = 30\%$ festzulegen. Dabei zeigt sich bei der Umsetzung in der Simulation, dass die Begrenzung der Leistungsgradienten der einzelnen PV-Anlagen nur eingeschränkt zur Reduzierung des Grenzwertes der Wirkleistung der Leitung von $\Delta P_{Ltg}/P_{\max} = 15\%$ beiträgt. Somit ist im nächsten Schritt eine Überprüfung des Schwellwertes für das NSM und eine Ableitung von Anpassungsmaßnahmen im NSM-System notwendig (vgl. Abbildung 30). Der Schwellwert für das im Netzmodell angewendete NSM liegt bei $P_{NSM}/P_{\max} = 85\%$ (vgl. Abschnitt 3.3.4). Dieser Schwellwert für das Eingreifen des NSM wird nachfolgend auf $P_{NSM}/P_{\max} = 75\%$ abgesenkt. Dadurch wird nicht nur die zu aktivierende Wirkleistung um den Engpass zu entlasten größer, sondern es erfolgt auch eine frühere und häufigere Aktivierung über einen längeren Zeitraum.

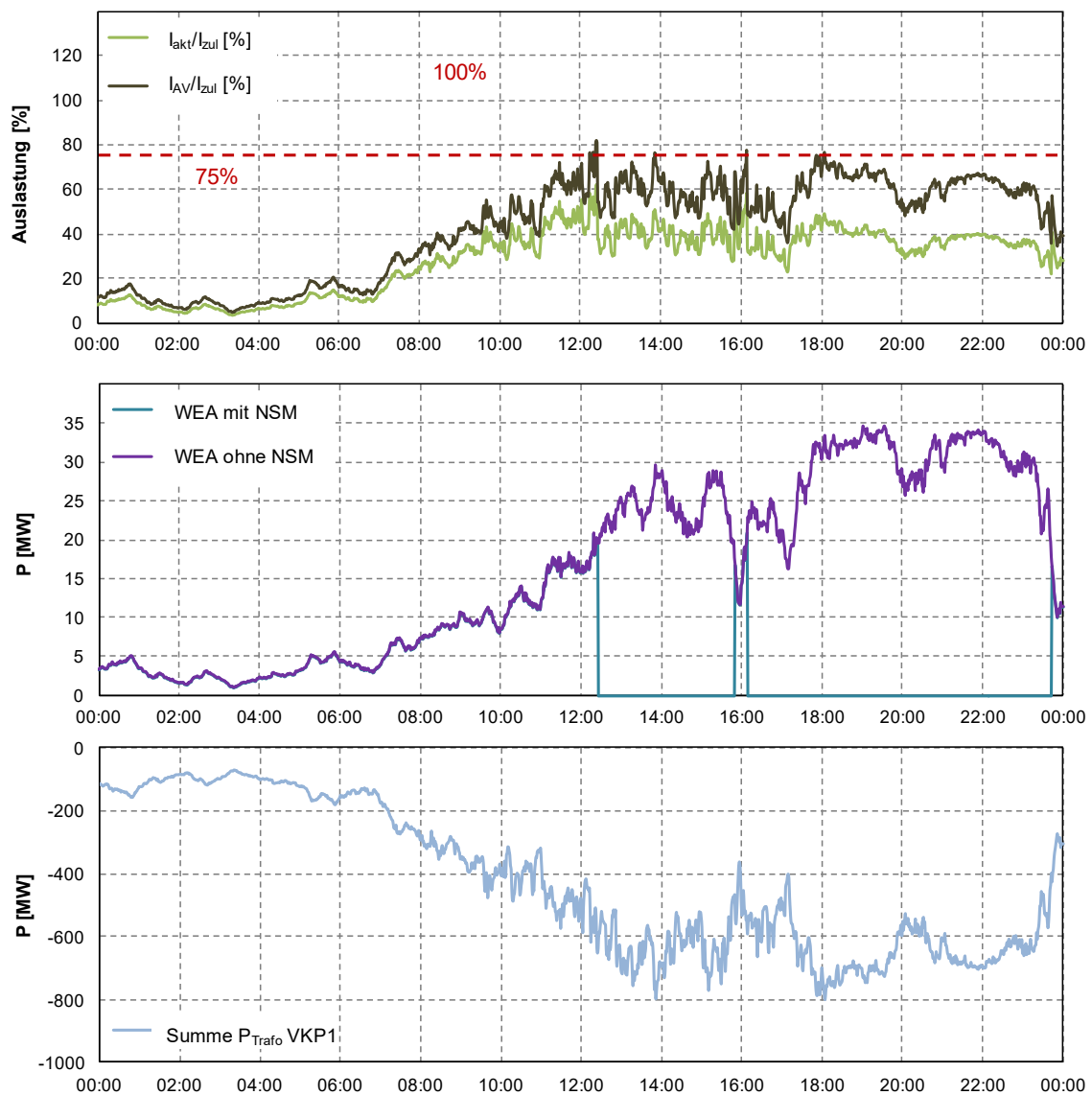


Abbildung 41: Simulation SW 10 NSM mit abgesenktem Schwellwert

In Abbildung 41 ist im Vergleich zu Abbildung 33 für dieses Szenario mit abgesenkten Schwellwert erkennbar, dass der Zeitraum der Maßnahme sowie die abzusenkende Leistung zugenommen haben. Die Grundbelastung (I_{akt}) der beobachteten Leitung liegt durch die durchgeführte Maßnahme im Normalschaltzustand zum Teil deutlich unterhalb von 50%. Der Zeitraum der Maßnahme ist von 527 min bei einem Schwellwert von $P_{\text{NSM}}/P_{\text{max}} = 85\%$ auf eine Gesamtdauer von 657 min bei einer Berechnung mit einem abgesenkten Schwellwert angestiegen. Durch die Aktivierung einer weiteren zusätzlichen EZA sind weitere 20 MW zur Engpassentlastung notwendig.

Somit lässt sich schlussfolgern, dass eine Absenkung des Schwellwertes das Problem selten auftretender hoher Leistungsgradienten zwar abschwächen kann, das NSM-System und die zu ergreifenden Maßnahmen aber deutlich ineffizienter werden. Bei einer Bewertung und Anpassung der Schwellwerte im NSM-System ist zu beachten, dass keine Reduzierung der auftretenden Leistungsgradienten stattfindet. Ziel bei dieser Maßnahme ist es, mit den hohen Leistungsgradienten im System umzugehen und eine nicht zu erkennende Überlastung der Betriebsmittel im Kurzzeitbereich zu vermeiden. Dies ist bei einer erneuten Überprüfung der Leistungsgradienten für das einzelne Betriebsmittel zu berücksichtigen.

Bei Anwendung dieser Maßnahme ist im Vorfeld einzuschätzen, ob der Bedarf zur Anpassung des Schwellwertes vorhanden ist (vgl. Abbildung 30). Aufgrund anderer Einflussfaktoren auf die maximale Belastung von Betriebsmitteln, wie z.B. die thermischen Zeitkonstanten (vgl. Abschnitt 3.3.4), kann sich der Bedarf zur Anpassung sehr stark relativieren. Weiterhin ist zu beachten, dass die hohen Leistungsgradienten nur ein sehr seltenes Auftreten (1%-Quantil) bei gleichzeitig sehr hoher Belastung der Betriebsmittel besitzen. Dadurch kann aus den Ergebnissen des Monitoringprozesses auch resultieren, dass eine Beibehaltung der aktuellen Einstellwerte sinnvoll ist, obwohl im Vorfeld zu hohe Leistungsgradienten nach dem hier entwickelten Bewertungsschema identifiziert wurden.

Zusammenfassend zeigt das in dieser Arbeit entwickelte Monitoringsystem zunächst einen festen Ablauf von Lösungsmöglichkeiten, wie mit der Problematik hoher Leistungsgradienten umgegangen werden kann. Anhand der Netzsimulation werden konkret die einzelnen Schritte, welche aus dem Monitoringprozess abgeleitet werden können, nachgewiesen und bewertet. Dabei zeigt sich, dass die Begrenzung der Leistungsgradienten einzelner EZA nur einen geringen Einfluss auf den gesamten Leistungsgradienten der beobachteten Stammlinie besitzt. Die Absenkung von Schwellwerten im NSM-System als zweite Lösungsmöglichkeit zieht weitere Wirkungen im Gesamtsystem nach sich. In

der konkreten Anwendung des Monitoringprozesses ist dann im Einzelfall zu entscheiden, welche Maßnahmen durchgeführt werden sollten, damit sowohl die Netzsicherheit verbessert, als auch das NSM-System effizient betrieben werden kann.

6.3 Ableitung von Handlungsempfehlungen

6.3.1 Änderungen im Gesamtsystem

Die im Abschnitt 4 entwickelten technischen Lösungen sowie der spezifische Nachweis und die Bewertung anhand von Netzberechnungen (vgl. Abschnitt 6.2) zeigen, dass für eine Umsetzung wesentliche Änderungen sowohl in den einzelnen technischen Systemen, als auch im Gesamtsystem notwendig werden. Neben konkreten technischen Anpassungen, z.B. in den Informations- und Datenaustauschprozessen oder den Leitsystemen der Netzbetreiber (vgl. Abschnitt 6.3.2), ist zum Teil eine Neuausrichtung der Herangehensweise an das Wirkleistungsmanagement im Gesamtsystem im Rahmen von SDL im Verteilnetz erforderlich.

Teil dieser Neuausrichtung ist zunächst neues Rollenverständnis des VNB. Bei Netzbetreibern mit bereits heute hohen Anteilen an regenerativen Energien (vgl. Abbildung 7) erhöht sich auch der Bedarf an ein Wirkleistungsmanagement. Weiterhin steigt der Einfluss der Akteure in diesen Verteilnetzen selbst, bzw. die Wirkung von Leistungsänderungen im Verteilnetz auf das Gesamtsystem. Somit werden auf der einen Seite neue Potentiale für benötigte Maßnahmen im Übertragungssystem mit Anschluss im Verteilnetz aggregiert, zum Anderen steigt auch der Einfluss auf das Gesamtsystem, wenn diese Potentiale aufgrund von lokalen Einschränkungen nicht genutzt werden können (vgl. Abschnitt 3.4.3). Viele dieser Leistungsanforderungen können dabei durch die Netzbetreiber selbst getriggert werden. Die Aufgabe des VNB ist dabei die Koordinierung der SDL mit dem eigenen anforderungsbehafteten Netzbetrieb.

Um eine sichere Bereitstellung der SDL in den Verteilnetzen zu gewährleisten und um diese neuen Aufgaben des VNB zu erfüllen, ist die Zusammenarbeit aller Akteure notwendig. Primäres Ziel ist dabei die Gewährleistung der globalen Systemsicherheit sowie der lokalen Netzsicherheit. So sollten lokale negative Rückwirkungen der Bereitstellung der SDL auf den Netzbetrieb des VNB vermieden werden. Weiterhin gilt es, Ineffizienzen im System zu vermeiden und gleichzeitig einen unabhängigen und diskriminierungsfreien Markt für die zu vermarkteten Produkte des Strommarktes sowie weiteren möglichen Märkten für SDL zu gewährleisten. Insbesondere der Strommarkt sowie der Regelleis-

tungsmarkt gehen in der heutigen Struktur zum Teil von einer engpassfreien und uneingeschränkten Bereitstellung der Wirkleistung aus. Bei einer Verschiebung der SDL in die Verteilnetzebene verändert sich zunehmend diese Betrachtungsweise.

Bei der Einzelbewertung der Anforderungen und der entwickelten technischen Lösungen ergibt sich eine grundlegende Änderung bei der Herangehensweise an das Engpassmanagement im Verteilnetz. Durch einen immer größer werdenden Einfluss des Marktes insbesondere auf die Erzeugung ist eine Vorgehensweise analog zur derzeitigen Anwendung von Redispatchmaßnahmen im Übertragungsnetz auch für das Engpassmanagement im Verteilnetz erforderlich. Mögliche Konflikte zwischen der Regelleistungsvorhaltung und dem Engpassmanagement können dahingehend gelöst werden, dass nur soviel Wirkleistung als freie Leistungsscheibe für Redispatch im Verteilnetz zur Verfügung steht, wie nicht für Regelleistung vermarktet wird oder anderen technischen Restriktionen unterliegt. Dies bedeutet, dass für das Redispatch nicht die komplette, derzeit maximale, am Netz befindliche Leistung einer einzelnen Anlage für die Engpassentlastung zur Verfügung steht. Erst wenn alle Potentiale für das lokale Redispatch aufgebraucht werden, ist im Rahmen von Notfallmaßnahmen, nach der aktuell bestehenden Logik die restliche Wirkleistung anzupassen (vgl. Abbildung 16). Somit werden in einem Zielmodell so viele Engpässe wie möglich auch im Verteilnetz im Rahmen von marktbezogenen Maßnahmen gelöst. In diesem Zielmodell ist es trotzdem weiterhin möglich, dass der Prozess der dynamischen VNB-Freigabe für die Regelleistungsbereitstellung auch für Notfallmaßnahmen angewendet wird (vgl. Abschnitt 4.2).

Die aktuellen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen lassen derzeit eine Umstellung auf dieses Zielmodell zur generellen Umgestaltung des Engpassmanagementsystems im Verteilnetz nicht zu. Ein wesentliches Hemmnis ist das aktuelle Vergütungsmodell bei Engpassmanagementmaßnahmen nach dem EEG [3]. In einem Zielmodell ist zu diskutieren, ob ein marktwirtschaftliches Anreizmodell zur Beteiligung am Engpassmanagement sinnvoll ist oder ob eine gesetzliche Rangfolge und Pflicht notwendig wird. Diese wesentliche Festlegung entscheidet darüber, ob einzelne EZA bzw. Vermarkter ein eigenes Interesse haben, aktiv netzdienlich bzw. systemdienlich zu wirken. Beispiel für ein marktwirtschaftliches Anreizmodell ist die aktive Wirkleistungsreduzierung durch den Direktvermarkter bei negativen Strompreisen (vgl. Abschnitt 3.5.1). Bei einer möglichen netzdienlichen Ansteuerung über Preissignale durch den VNB ist zu beachten, dass bei einem direkten lokalen Netzbezug die physikalischen Gegebenheiten beachtet werden. Eine Anlage mit einer großen Sensitivität steht somit in Konkurrenz mit einer EZA mit geringer Sensitivität. Hier sollte eine Abwägung zwischen Marktansteuerung und tech-

nisch sinnvollster Maßnahmen stattfinden. Ein mögliches Modell für preisgesteuerte Wirkleistungsanpassungen könnte bei gleichen physikalischen Gegebenheiten über einen regionalen Markt funktionieren, in dem ein netzdienliches Verhalten belohnt wird. In diesem regionalen Markt sind allerdings auch die Diskriminierungsfreiheit und der eingeschränkte Teilnehmerkreis zu beachten.

Weiterhin besteht aber der Grundsatz, Maßnahmen zum Engpassmanagement volkswirtschaftlich so effizient wie möglich umzusetzen und in der Folge nur die anfallenden Kosten auszugleichen. Ein Anreizsystem mit einem Wettbewerb auf lokaler Ebene ist in der Wirkung eingeschränkt und steht diesem Grundsatz entgegen. Für marktbezogene Maßnahmen im Verteilnetz wird daher empfohlen ein Vergütungsmodell zu entwickeln, welches auf einer Pflicht zur Beteiligung am Engpassmanagement aufbaut und die anfallenden Kosten der Maßnahme ausgleicht. Bei einer Beteiligung an marktbezogenen Maßnahmen und insbesondere an das Redispatch können im Rahmen von technischen und kaufmännischen Vereinbarungen spezielle Anforderungen, wie z.B. die Übermittlung von Daten und die Einplanung der Wirkleistungsanpassung am Vortag, an die betreffenden Akteure gestellt werden. Zur Umsetzung dieser grundlegenden Änderung in der Vorgehensweise zum Engpassmanagement sind Anpassungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen sowie zum Teil umfangreiche Änderungen in den technischen Systemen der Akteure notwendig.

Um ein System auf Basis von marktbezogenen Maßnahmen im Verteilnetz zu etablieren und im bestehenden System des ÜNB zu integrieren, ist eine Vortagesplanung und -prognose des lokalen Netzzustandes notwendig (vgl. Abschnitt 4.4). Lokale Konflikte können dabei im Vorfeld erkannt und somit durch geeignete Maßnahmen vermieden werden.

6.3.2 Umsetzung in den technischen Systemen

Für eine Umsetzung der neuen Systeme und Anforderungen an die Wirkleistungsregelung sowohl im Verteilnetz als auch im Gesamtsystem sind weitreichende technische Anpassungen notwendig. Dies betrifft vor allem die Implementierung einer detaillierten Vortagesplanung und den damit verbundenden notwendigen Daten- und Kommunikationschnittstellen. Für eine sichere Gewährleistung und Kontrolle der Maßnahmenumsetzung in den verschiedenen Zeitstufen ist weiterhin die Entwicklung von geeigneten Monitoringssystemen erforderlich.

Im Rahmen einer Vortagesplanung sind, analog zu Abbildung 28, zunächst Systeme zur Datenerfassung und Datenaufbereitung im Netzleitsystem des VNB zu implementieren bzw. zu erweitern. Die notwendigen detaillierten Daten für Wetterprognosen können durch externe Dienstleister zur Verfügung gestellt werden oder aufbauend auf eigenen Wetterstationen und Systemen zur Vorhersage des Netzbetreibers ermittelt werden. Die Daten externer Akteure (z.B. Einsatzplanungsdaten) sind über zentrale einheitliche Datenschnittstellen zur Verfügung zu stellen. Wichtige Bestandteile dieser Datensätze sind neben den exakten Werten der geplanten Wirkleistung auch Informationen zu geplanten Außerbetriebnahmen (Leistung, Anzahl) einzelner Kundenanlagen. Damit verbunden können auch Informationen zu Blindleistungsvermögen und freien Leistungsscheiben für Redispatchmaßnahmen übermittelt werden.

Auf Basis dieser Daten ist eine Netzzustandsbewertung durchzuführen (vgl. Abbildung 28). Dies bedeutet, dass konzeptionell eine Übersetzung aller verfügbaren Daten in eine Lastflussberechnung durchgeführt werden muss. Die 15-Minuten-genauen Leistungswerte der Lasten und Erzeuger sind sowohl direkt aus den Datensätzen mit den Einsatzplanungsdaten als auch unter Zuhilfenahme der Leistungskennlinien der wetterabhängigen Größen, wie Wind oder Globalstrahlung, zu bestimmen. Hierzu sind im Vorfeld die spezifischen Leistungskennlinien zu ermitteln und in das zentrale Berechnungssystem zu implementieren. Je nach Typ oder Hersteller können sich diese Leistungskennlinien stark voneinander unterscheiden, sodass Ungenauigkeiten entstehen können, sollte nur eine Standardkennlinien für die Gesamtheit aller Windenergieanlagen oder PV-Anlagen im Netz zugrunde gelegt werden. Bei der Entwicklung einer Vortagesplanung ist der Aufwand für eine genaue Implementierung der einzelnen Leistungskennlinien abzuschätzen. In einem ersten Umsetzungsschritt können einheitliche Kennlinien zunächst zu einem Ergebnis der Netzberechnung führen. Im Rahmen einer stetigen Optimierung der Vortagesplanung kann dann Schritt für Schritt die Implementierung herstellerbezogener Leistungskennlinien erfolgen und somit die Genauigkeit erhöht werden.

Die stetige Überprüfung und Optimierung der gesamten Vortagesplanung ist generell ein wesentlicher Schritt bei der Implementierung der Vortagesplanung im Leitsystem. Nur auf Basis einer kontinuierlichen Überprüfung der Planungsdaten mit den real eingetretenen Situationen ist eine stetige Verbesserung des Systems möglich. Anfängliche Fehler z.B. in den Datensätzen oder grundsätzlichen Annahmen sind so systematisch zu ermitteln und zu beseitigen. Hierzu wird empfohlen, bereits im Vorfeld ein internes Monitoringsystem für die Vortagesplanung zu implementieren. Große Abweichungen oder systematische Fehler können so automatisch ermittelt und dann einzeln ausgewertet werden.

Ein weiteres Monitoringsystem ist für die Umsetzung der dynamischen VNB-Freigabe für eine Regelleistungserbringung aus dem Verteilnetz notwendig (vgl. Abschnitt 4.2). Dabei dient das Monitoring einer Kontrolle, ob der jeweilige Regelleistungsanbieter mit der einzelnen TE die Informationen des VNB im Vorfeld berücksichtigt und eine Umplanung der Regelleistungsvorhaltung durchführt. Hierzu sind in Kooperation zwischen VNB, ÜNB und Regelleistungsanbieter die entsprechenden Daten im Nachhinein automatisch zusammenzuführen und aufzubereiten. Von Seiten des VNB werden Daten der Vorabinformation möglicher Engpässen und exakte Daten (Leistung, Zeitraum) der tatsächlich durchgeführten Maßnahmen benötigt. Der Regelleistungsanbieter hat dann nachzuweisen, dass keine TE, welche durch die Vorabinformation vom Engpass betroffen sein könnte, zum Zeitpunkt des tatsächlich eingetretenen Engpasses in der Regelleistungsvorhaltung war. Aus einer hier festgestellten Nicht-Beachtung der Informationen aus der dynamischen VNB-Freigabe können in Abstimmung mit VNB und ÜNB Konsequenzen und Maßnahmen für den Regelleistungsanbieter abgeleitet werden (vgl. Abschnitt 4.2.2).

Neben einem Monitoringsystem für die Vortagesplanung im Netzleitsystem ist auch ein Monitoring zur Überprüfung der Leistungsgradienten gemäß Abschnitt 6.2.3 zu entwickeln. Auch hier können die notwendigen Eingangsdaten automatisch in eine Berechnung der maximalen Leistungsgradienten einfließen. Im Rahmen einer manuellen Beurteilung nach Abbildung 30 sind die durchzuführenden Maßnahmen abzuleiten.

Es zeigt sich, dass die aufgezeigten technischen Einzellösungen grundlegende, technische Änderungen notwendig machen, welche zum Teil mit einem hohen Investitionsaufwand verbunden sind. Aufgrund der sich dadurch ergebenden Verbesserung der Netz- und Systemsicherheit und einer steigenden Effizienz der Maßnahmen wird dieser Aufwand als für das Gesamtsystem notwendig angesehen.

6.3.3 Grundsätzliches zur Umsetzung des Zielmodells

Bei der allgemeinen Umsetzung von neuen Lösungen in einem komplexen Umfeld stellt sich die Frage, wie diese konkret realisiert werden, also zu welchen Zeitpunkten welche Maßnahmen durchgeführt werden müssen, damit ein im Vorfeld festgelegtes Zielmodell erreicht werden kann. Anhand der aufgezeigten technischen Lösungen und vergangener Entwicklungen sollen nachfolgend konzeptionelle Anregungen und Empfehlungen gegeben werden, wie ein Transformationsprozess hin zu einem Zielmodell ausgestaltet werden könnte.

Die Einführung neuer Funktionalitäten und Prozessen ist grundlegend zunächst mit zwei unterschiedlichen Herangehensweisen realisierbar. Zum Einen kann aufbauend auf bestehenden Systemen eine Weiterentwicklung und Erweiterung der Systeme um zusätzliche Funktionalitäten stattfinden. Ziel dabei ist es zunächst, Problemstellungen im aktuellen System zu lösen und somit den Netzbetrieb kontinuierlich sicherer zu gestalten. Die beschriebenen Maßnahmen zur Beherrschung von hohen Leistungsgradienten sowie die darauf aufbauende Einführung eines Monitoringsystems (vgl. Abschnitt 4.5) ist eine solche Erweiterung des bestehenden Systems.

Zum Anderen können neue Lösungen als komplett neue Systeme aufgebaut und betrieben werden. Diese Vorgehensweise wäre im Falle einer detaillierten Vortagesplanung und der Einführung von marktbezogenen Maßnahmen im Verteilnetz durchzuführen. Neue Aufgaben in der Netzbetriebsführung des VNB, wie Datenaggregation, detaillierte knotenpunktschafte Netzberechnung für den Folgetag und Aggregation der Informationen für die beteiligten Akteure zu möglichen Einschränkungen, können nur zum Teil auf bestehenden Systemen aufgebaut werden, sodass hier ein erheblicher Aufwand für eine Implementierung besteht. Daher sollte ein stufenweiser Aufbau der neuen Funktionalitäten stattfinden.

Dabei kann für die Vortagesplanung zunächst die Implementierung eines begrenzten Datensatzes, sowie eines eingeschränkten Netzabschnittes z.B. im Rahmen eines Pilotprojektes durchgeführt und dann sukzessiv auf weitere Bereiche ausgeweitet werden. Durch das weitere Hinzufügen von Datenquellen kann sich schrittweise die Genauigkeit der Prognose erhöhen. Anhand einer anfänglich begrenzten Einführung können zukünftige Vorgaben für weitere Akteure weiterentwickelt werden.

Eine ähnliche Vorgehensweise konnte bei der Einführung des NSM beobachtet werden. Bereits 2006 wurden nach einem kontinuierlichen Ausbau der Windenergie die ersten vereinzelt Engpässe in 110-kV-Netzen identifiziert, welche zu einem Netzausbaubedarf führten und für einen Übergangszeitraum ein Einspeisemanagement notwendig machten. Daraufhin wurden einfache Lösungen entwickelt, wie das Einspeisemanagement für diese einzelnen EZA in der Betriebsführung des Netzes umgesetzt werden konnte. Durch den stetigen Zubau der Erzeugungsleistung sind die Anzahl der Maßnahmen und einzelnen Engpässe sowie die technischen Anforderungen an die Umsetzung des NSM z.B. für eine Unterstützung des ÜNB in der Kaskade [7] [8] gestiegen, sodass zunehmend einheitliche Standards entwickelt und Systeme und Vorgänge automatisiert wurden. Hier ist erkennbar, dass ausgehend von einer einzelnen Problematik und einer einfachen technischen Lösung ein komplexes, automatisiertes und mittlerweile regelmäßig einzusetzendes Sys-

tem eingeführt wurde, welches kontinuierlich weiterentwickelt wird. Dieses Vorgehen kann grundsätzlich auch bei der Einführung von marktbezogenen Maßnahmen im Verteilnetz mit einer damit verbundenen Vortagesplanung möglich sein.

Der Prozess der dynamischen VNB-Freigabe (vgl. Abschnitt 4.2) für die Regelleistungserbringung im Verteilnetz stellt eine Kombination der beiden grundlegenden Vorgehensweisen dar. Zunächst ist es möglich, auf Basis der Vorabinformationen, welche bereits heute durch den VNB allgemein zur Verfügung gestellt werden, eine Beurteilung über eine mögliche Einschränkung der Einspeisung durchzuführen. Eine komplette und detaillierte Berücksichtigung der Regelleistungsvorhaltung im Verteilnetz kann erst stattfinden, wenn die dynamische VNB-Freigabe bereits in der Vortagesplanung implementiert wird.

Somit zeigt sich grundsätzlich, dass im Vorfeld einer Umsetzung von möglichen Lösungen zunächst Klarheit bestehen muss, ob eine stetige Weiterentwicklung der bestehenden Systeme mit Implementierung der für die Problemstellung oder Anforderungen neuen Funktionalitäten sinnvoll ist, oder ob die Neuentwicklung der Systeme mit einer grundsätzlichen Neuausrichtung der Verfahrensweisen notwendig wird. In Abhängigkeit dieser Entscheidung sind auch der Funktionsumfang und der Aufwand zur Implementierung der neuen Prozesse zu bestimmen. Der Vorteil einer schrittweisen Einführung ist dabei, dass in der ersten Entwicklungsstufe der Umfang gering gehalten werden kann. Wichtig dabei ist allerdings die Intention, durch eine stetige Weiterentwicklung ein im Vorfeld festgelegtes Zielmodell zu erreichen.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Eine grundlegende Aufgabe der Netzbetreiber im Energieversorgungssystem ist die Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit. Um dies sicherzustellen, wird die Bereitstellung von Systemdienstleistungen benötigt. In einem Elektroenergiesystem mit einem überwiegenden Anteil Erneuerbarer Energien steigt der Einfluss dieser Erzeugungstechnologien auf die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. So bestehen direkte Einflüsse der wetterabhängigen Einspeisung der Erzeugungsanlagen auf den Bedarf und Abruf von Regelleistung zur Frequenzhaltung und auf das notwendige Netzengpassmanagement der Netzbetreiber. Weiterhin ergibt sich das Erfordernis, Erneuerbare Energien aktiv an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu beteiligen.

Die vorliegende Arbeit stellt eine umfassende Analyse von Anforderungen und Problemstellungen bezüglich eines Wirkleistungsmanagements bei einer weiteren Durchdringung des Energieversorgungssystems mit Erneuerbaren Energien im Verteilnetz dar. Der Fokus der Arbeit liegt auf der Bereitstellung von Regelleistung und auf dem Netzengpassmanagement. Die vorliegende Arbeit zeigt die Zusammenhänge zwischen den verschiedenen Wirkleistungsregelungen im Übertragungs- und Verteilnetz auf. Für die identifizierten Problemstellungen werden Lösungen entwickelt sowie Handlungsempfehlungen für die Netzbetreiber unter Berücksichtigung der aktuellen Rahmenbedingungen abgeleitet.

Grundlage für die Identifizierung und Bewertung der Problemstellungen bildet eine Analyse der zukünftigen Entwicklung der Erzeugungs-, Last- und Netzstruktur. Entscheidend ist dabei neben einem weiter steigenden Ausbau der Erneuerbaren Energien im Verteilnetz auch die rückgängige Entwicklung der konventionellen Kraftwerke, welche bisher zum Großteil Regelleistung bereitgestellt haben und im Rahmen von Redispatchmaßnahmen für das Engpassmanagement des Übertragungsnetzes zur Verfügung standen.

Der perspektivisch steigende Regelleistungsbedarf bildet in der Untersuchung die Grundlage für eine Potentialanalyse von Erneuerbaren Energien zur Bereitstellung von Regelleistung. In dieser Potentialanalyse wird festgestellt, dass zu Zeitpunkten hoher Einspeisung der Bedarf negativer SRL und MRL ebenfalls hoch ist und in der Folge auch durch Erneuerbare Energien gedeckt werden kann. Hierzu sind Änderungen der Ausschreibungsbedingungen notwendig, sodass vor allem Windenergieanlagen in die Lage versetzt werden am Regelleistungsmarkt teilzunehmen. Die theoretische Untersuchung der Regelleistungsbereitstellung im Verteilnetz zeigt, dass dabei konkrete Konfliktsituationen im

lokalen Netzbetrieb, insbesondere bei einer verstärkten Anwendung des Netzsicherheitsmanagements, auftreten. Eine Koordinierung zwischen Regelleistungsvorhaltung bzw. -erbringung und dem Netzbetrieb im Verteilnetz ist schlussfolgernd eine wesentliche abgeleitete Anforderung an ein Wirkleistungsmanagement.

Bei der Problemanalyse des Netzengpassmanagements zeigt sich vor allem, dass zunehmend dezentrale Erzeugungsleistung im Verteilnetz auch für Engpassmanagementmaßnahmen des Übertragungsnetzes genutzt werden muss, um in Zukunft eine effiziente Engpassbewirtschaftung durchzuführen. Der Einfluss von Wirkleistungsanpassungen im Verteilnetz auf das Gesamtsystem sowie auf den Markt wird dabei weiter steigen. Neben der Anforderung an einen bilanziellen Ausgleich von Wirkleistungsmanagementmaßnahmen wird vor allem die Verbesserung der Betriebsplanung im Verteilnetz als notwendige, zukünftige Aufgabe identifiziert. Auch marktgesteuerte Wirkleistungsanpassungen der Direktvermarkter müssen mit dem lokalen Netzbetrieb koordiniert werden, um negative Rückwirkungen auf das Netz zu vermeiden. Es zeigt sich somit, dass eine umfassende Etablierung von marktbezogenen Maßnahmen im Verteilnetz in Verbindung mit einer Vortagesplanung erforderlich wird.

Auf Grundlage dieser identifizierten Anforderungen werden in der vorliegenden Arbeit Einzelprozesse für die Planung des Netzbetriebs im Verteilnetz entwickelt und in einen Gesamtprozess zur Vortagesplanung eingeordnet. Anhang H zeigt übersichtlich die identifizierten Problemstellungen sowie die Einordnung der entwickelten technischen Lösungen anhand einer zeitlichen Einteilung und einer Klassifizierung nach Frequenzhaltung und Engpassmanagement. Anhand von Netzsimulationen werden die Einzelprozesse bewertet.

In der Arbeit wird der Einzelprozess der „dynamischen VNB-Freigabe“ für die Regelleistungsbereitstellung im Verteilnetz entwickelt. Mithilfe dieses Prozesses kann auf Basis von Prognosedaten eine Netzzustandsbewertung durchgeführt werden und somit die Regelleistungsvorhaltung bei gleichzeitigem Auftreten von lokalen Einschränkungen des Netzes umgeplant werden. Damit kann eine sichere Bereitstellung von Regelleistung gewährleistet werden. In einer Bewertung weiterer Lösungsoptionen wird festgestellt, dass eine Ausweisung von einzelnen Erzeugungsanlagen als systemrelevante Anlagen im lokalen Netzbetriebs nicht sinnvoll ist, da gegensätzliche Wirkleistungsanpassungen auftreten und der konkrete Regelleistungsabruf bereits lokal kompensiert wird. Daher wird empfohlen die Einzellösung der „dynamischen VNB-Freigabe“ als Grundprozess zur Koordinierung der Regelleistungserbringung im Verteilnetz anzusetzen.

Die Vortagesplanung bildet weiterhin die Grundlage für einen in dieser Arbeit entwickelten Redispatchprozess mit Nutzung von Erzeugungsleistung im Verteilnetz. In einem Vorbereitungsprozess werden dabei die Redispatchpotentiale ermittelt und mit planbaren Ereignissen koordiniert. Die Netzsimulation zeigt, dass bei laufenden Engpassmanagementmaßnahmen im Verteilnetz Redispatchpotential am Verknüpfungspunkt zum Höchstspannungsnetz eingeschränkt zur Verfügung steht. In einem Umsetzungsprozess ist dann die Planung des konkreten Abrufs des identifizierten Redispatchpotentials zu koordinieren. Bei sich zeitlich überlagernden Maßnahmen im Verteil- und Übertragungsnetz wird aus der Netzsimulation deutlich, dass gegensätzliche Wirkleistungsanpassungen auftreten können. Durch eine zentrale Koordinierung der Maßnahmen können diese Effekte vermieden werden.

Durch die Anwendung der aufgezeigten Prozesslösungen kann eine technisch effiziente Wirkleistungsregelung für die Regelleistungsbereitstellung und das Engpassmanagement gewährleistet werden. Voraussetzung für die Umsetzung dieser Maßnahmen ist allerdings eine Erweiterung der heute vorhandenen technischen Systeme der VNB, wodurch Investitionsbedarf entsteht. Die regulatorische Anerkennung dieser zusätzlichen Kosten ist dabei eine wesentliche Randbedingung zur Realisierung dieser neuen Aufgaben.

Die optimale Umsetzung des hier gezeigten Gesamtprozesses erfordert grundlegende Änderungen bei der Durchführung von Engpassmanagementmaßnahmen im Verteilnetz. In der vorliegenden Arbeit wird eine Umstellung der Maßnahmen im Verteilnetz auf eine Anwendung von marktbezogenen Maßnahmen analog der aktuellen Vorgehensweise im Übertragungsnetz empfohlen. Dies bedeutet, dass im ersten Schritt alle planbaren Maßnahmen in Abstimmung zwischen VNB, ÜNB, Vermarkter und Anlagenbetreiber ausgeschöpft werden. Der Anteil von kurzfristig durchzuführenden Maßnahmen, bei denen zeitlich im Vorfeld eine umfängliche Koordinierung und Abstimmung nur eingeschränkt möglich ist, sollte dabei so gering wie möglich gehalten werden. Trotzdem ist es weiterhin erforderlich, dass Netzbetreiber z.B. aufgrund von nicht-planbaren Ereignissen kurzfristig im Rahmen von Notfallmaßnahmen die Wirkleistung der Akteure im Netz schnell und effizient anpassen können.

Die Untersuchungen in dieser Arbeit zu auftretenden Leistungsgradienten, welche durch das Wirkleistungsmanagement beherrscht werden müssen, zeigen, dass sich bei der Regelleistungsbereitstellung die Wirkleistung lokal schneller und häufiger ändert und somit Probleme bei der Erkennung von Netzengpässen und Ergreifung von Gegenmaßnahmen verstärkt werden können. Hierzu wird ein Monitoringprozess aufgezeigt, in dem auf Basis

von Analysen vergangener Ereignisse und Messwerte, Maßnahmen zur Beherrschung hoher Leistungsgradienten ergriffen werden können. Neben der statischen Begrenzung von Leistungsänderungen an EZA können bei Bedarf auch Anpassungen der Schwellwerte in den Systemen zum Netzsicherheitsmanagement durchgeführt werden. Die wirtschaftlichen und technischen Auswirkungen dieser Anpassungen sind im Vorfeld der Durchführung zu beurteilen.

Um die in dieser Arbeit aufgezeigten Einzellösungen in ein Gesamtsystem integrieren zu können, müssen die Anforderungen und Änderungen der bestehenden Systeme zusammen mit den beteiligten Akteuren diskutiert und umgesetzt werden. Die Koordination und Zusammenarbeit bei der Ausgestaltung der Einzellösungen ist wichtig für eine Bewältigung der aufgezeigten Problemstellungen. Dabei können Einzellösungen bzw. der Gesamtprozess für das Wirkleistungsmanagement auch für andere SDL und Problemstellungen des Netzbetriebs genutzt werden. Hierzu sind weiterreichende Untersuchungen der Zusammenhänge und Abhängigkeiten zu den anderen SDL notwendig. Die in dieser Arbeit aufgezeigten Lösungen bilden eine Arbeitsgrundlage für eine konkrete Umsetzung von Maßnahmen zum Wirkleistungsmanagement. Im weiteren Verlauf ist dann eine Detaillierung der technischen Systeme und Schnittstellen in den Leitsystemen von VNB und ÜNB notwendig. Hierzu sind zum Teil zunächst einheitliche Standards bezüglich Datenaustausch und Kommunikation zu schaffen.

Weiterer Untersuchungsbedarf besteht in einer Detailanalyse einer Vortagesplanung auf Grundlage von verfügbaren Eingangsdaten wie Wetter- und Lastprognosen. Hierbei ist zu untersuchen, welche Daten in welcher räumlichen Verteilung und mit welcher Auflösung für ein umfängliches, rechenfähiges Netzmodell zur Verfügung stehen müssen, damit eine detaillierte Netzzustandsbewertung und Maßnahmenplanung für den Folgetag mit der notwendigen Genauigkeit durchgeführt werden kann. Die in dieser Arbeit aufgezeigten Lösungen bilden somit den Grundrahmen für weiterführende Untersuchungen und durchzuführende Aktivitäten zur Weiterentwicklung der technischen Systeme für einen sicheren Betrieb der Übertragungs- und Verteilnetze.

8 Literaturverzeichnis

- [1] *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung - Energiewirtschaftsgesetz*, Bundesregierung, 2005.
- [2] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, *Netzentwicklungsplan Strom 2025 - Version 2015 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*, 2016.
- [3] *Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)*, Bundesregierung, 2014.
- [4] Bundesnetzagentur Beschlusskammer 6, *Festlegung zur Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen BK6-11-098*, Bonn, 2012.
- [5] C. König, *Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung*, Dissertation Nomos, 2012.
- [6] C. Nabe und K. Neuhoff, *Intraday- and real time activity of TSOs: Germany*, Ecofys, DIW Berlin; EconStor Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft; verfügbar unter <http://hdl.handle.net/10419/111265>; abgerufen am 29.05.2016, 2015.
- [7] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *E VDE-AR-N 4140 - Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit in elektrischen Energieversorgungsnetzen - Entwurf*, Berlin: VDE Verlag GmbH, 2015.
- [8] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., VKU Verband kommunaler Unternehmen, *Praxis Leitfaden für unterstützenden Maßnahmen von Stromnetzbetreibern*, Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2013.
- [9] M. Bendig, *Der Beitrag ausgewählter erneuerbarer Erzeugungstechnologien zur Systemdienstleistungsbereitstellung im deutschen Energieversorgungssystem*, Masterarbeit: Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg (unveröffentlicht), 2014.
- [10] Consetec GmbH, *Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt*, Aachen: Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2014.
- [11] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, *Allgemeine Informationen zur Regelleistung und Daten zum Regelleistungsbedarf*, <http://www.regelleistung.net>; abgerufen am 19.03.2015.

-
- [12] H.-J. Haubrich, *Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs*, Bonn: Consentec GmbH, 2008.
- [13] H.-J. Haubrich, *Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem NRV*, Bonn: Consentec GmbH, Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur, 2010.
- [14] L. Hirth und I. Ziegenhagen, *Control Power and Variable Renewables - A Glimpse at German Data*, Leipzig: Nota di Lavoro 46.2013, 2013.
- [15] P. Zolotarev, *Netzregelverbund - Regelzonengrenzen übergreifende Optimierung der Ausregelung von Wirkleistungsungleichgewichten unter Berücksichtigung von Netzengpässen*, Stuttgart: Dissertation, Shaker Verlag, 2013.
- [16] Bundesnetzagentur Beschlusskammer 6, *Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve - Konsultation von Eckpunkten BK6-15-158; BK6-15-159*, Bonn: abgerufen am 06.06.2016, 2015.
- [17] P. Guha Thakurta, J. Maeght, R. Belmans und D. Van Hertem, *Increasing Transmission Grid Flexibility by TSO Coordination to Integrate More Wind Energy Sources While Maintaining System Security*, Article in IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2014.
- [18] D. Engelbrecht und A. Fuchs, *Untersuchung der möglichen Bereitstellung von Regelleistung durch EE-Anlagen unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen im Verteilnetz*, Kassel: ETG Kongress "Von Smart Grids zu Smart Markets", VDE-Verlag GmbH, 2015.
- [19] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), *Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2015*, Berlin, 2016.
- [20] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, *Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne 2030 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*, 2016.
- [21] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), *Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen - Eckpunktepapier*, Berlin, 2015.
- [22] *Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windkraftanlagen - Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV)*, Berlin: Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz in Zusammenarbeit mit juris GmbH, 2009.
- [23] M. Jansen, *Optimierung der Marktbedingungen für die Regelleistungserbringung durch Erneuerbare Energien*, Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien e.V. und der Hannover Messe, 2014.
- [24] S. Brauns, M. Jansen, D. Jost, M. Seifert, M. Speckmann und M. Widdel, *Regelenergie durch Windkraftanlagen - Abschlussbericht*, Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 2014.

-
- [25] Consentec GmbH; r2b energy consulting GmbH; FGH e.V., *Optimierung und Umstrukturierung der EEG-Förderung zur verbesserten Netz- und Marktintegration Erneuerbarer Energien*, Berlin: Studie im Auftrag des BMWi, 2011.
- [26] D. Unger, S. Laudahn und B. Engel, *Teilnahme von Photovoltaikanlagen an der Primärregelleistung*, 13. Symposium Energieinnovation TU Graz, 2014.
- [27] W. Becker, R. Halbauer und K. Pfeiffer, *Ancillary services provided from DSO networks - how to handle volatile dispersed generation combined with highly loaded network equipment*, Bonn: International ETG Congress 2015 - Die Energiewende VDE-Verlag GmbH, 2015.
- [28] Technische Universität Dortmund, ef Ruhr Forschungs GmbH, *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 - Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien*, Berlin: Studie im Auftrag der Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), 2014.
- [29] Verein Deutscher Ingenieure (VDI) e.V., *Statusreport 2013 - Fossil befeuerte Großkraftwerke - Stand, Tendenzen, Schlussfolgerungen*, Düsseldorf, 2013.
- [30] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, *Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*, 2014.
- [31] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt DLR, Fraunhofer IWES, Ingenieurbüro für neue Energien IfnE, *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*, Schlussbericht BKU - FKZ 03MAP146, 2012.
- [32] Prognos AG, *Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende*, Berlin: Studie im Auftrag des Vereins der Kohlenimporteure e.V., 2012.
- [33] Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), Technische Universität Dortmund, ef Ruhr Forschungs GmbH, *dena - Verteilnetzstudie - Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*, Berlin: Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), 2012.
- [34] U. Hilmes und N. Herrmann, *Der "ideale Kraftwerkspark" der Zukunft - Flexibel, klimafreundlich, kosteneffizient - Maßstab für einen optimierten Entwicklungspfad der Energieversorgung bis 2040*, Berlin: enervis energy advisors GmbH, Studie im Auftrag von Trianel GmbH, 2014.
- [35] Bundesnetzagentur, *Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020*, Bonn, 2015.
- [36] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve (Kapazitätsreserveverordnung - KapResV)*, Berlin: Verordnung des BMWi, verfügbar unter www.bmwi.de, 2016.

- [37] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)*, Bonn: Bundesgesetzblatt Jahrgang 2016 Teil I Nr.37; verfügbar unter www.bgbl.de, 2016.
- [38] Consentec GmbH, *Konventionelle Mindestenerzeugung - Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung*, Aachen: Studie im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2016.
- [39] M. Klobasa, S. von Roon, T. Buber und A. Gruber, *Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland*, Berlin: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH; Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2013.
- [40] A. Gruber, S. von Roon, C. Pellingner, T. Buber und T. Schmid, *Lastflexibilisierung in der Industrie in Konkurrenz zu weiteren funktionalen Speichern*, Karlsruhe: VDI Expertenforum: Wie "smart" managen wir Energie wirklich?, 2013.
- [41] M. Klobasa, *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten*, Dissertation ETH Zürich, 2007.
- [42] O. Antoni, J. Hilpert, M. Klobasa und A. Eßer, *Gutachten zu zuschaltbaren Lasten für das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein*, Würzburg / Karlsruhe: Studie der Stiftung Umweltenergierecht, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2016.
- [43] A. Holst und P. Kertscher, *Optimierung des Netzausbaubedarfs in M-V - wissenschaftlich begleitete Themen zum Netzforum M-V Zwischenbericht 2014/2015*, Studie der Universität Rostock, 2015.
- [44] 50Hertz Transmission GmbH, *Daten zur Einspeisung von Windenergie und Photovoltaik und durchgeführten Maßnahmen nach §13 EnWG*, <http://www.50Hertz.de>; abgerufen am 22.06.2015.
- [45] Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, *Daten zu durchgeführten Maßnahmen zum Netzsicherheitsmanagement*, <http://www.mitnetz-strom.de>; abgerufen am 15.12.2015.
- [46] Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (efzn), *Studie Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit*, Goslar: Abschlussbericht FA 43/12, 2013.
- [47] Avacon AG, E.DIS AG, ENSO NETZ GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, TEN Thüringer Energienetze GmbH Co. KG, WEMAG-Netz GmbH, *Gemeinsamer Netzausbauplan der 110-kV-Flächennetzbetreiber in Ostdeutschland 2015*, 2015.

- [48] S. Harnisch, P. Steffens, H. H. Thies, J. Monscheidt, L. Münch, C. Böse und B. Gernsmeier, *Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen*, Wuppertal, Erlangen: Studie Bergische Universität Wuppertal Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Siemens AG: Neue Energie aus Wuppertal Band 8, 2016.
- [49] H. Schwarz, K. Pfeiffer und A. Fuchs, *Studie zu separaten Netzen*, Studie der Brandenburgische Technische Universität (BTU) Cottbus, 2013.
- [50] K. Grashof und A. Weber, *Herausforderungen durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind Onshore und Photovoltaik*, Saarbrücken: Institut für ZukunftsEnergieSysteme, Studie im Auftrag von Greenpeace e.V., 2013.
- [51] M. Klobasa, M. Ragwitz, F. Sensfuß, A. Rostankowski, N. Gerhardt, U. Holzhammer, C. Richts und W. Lehnert, *Nutzenwirkung der Marktprämie*, Karlsruhe: Fraunhofer ISI, Working Paper Sustainability and Innovation No. S1/2013, 2013.
- [52] J. Bollinger-Kanne, *Windenergieanlagen am Regelenergiemarkt - Geregelter Abregelung*, Frankfurt am Main: EW Medien und Kongresse GmbH; EW Magazin für die Energiewirtschaft 5/2016, 2016.
- [53] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, *Daten zu durchgeführten Redispatchmaßnahmen*, <http://www.netztransparenz.de>; abgerufen am 22.06.2015.
- [54] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), *Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach §63 Abs. 2a EnWG zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen nach den §§ 13 Abs. 1a und 1b, 13a-c und 16 Abs. 2a EnWG*, Berlin, 2014.
- [55] Universität Duisburg-Essen, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Trianel GmbH, *Marktdesign für zukunftsfähige Elektrizitätsmärkte unter besonderer Berücksichtigung der vermehrten Einspeisung von erneuerbaren Energien - DESIRE*, Essen: Endbericht, Studie gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014.
- [56] Bundesnetzagentur, *Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014/15 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse*, Bonn, 2013.
- [57] 50Hertz Transmission GmbH, *Almanach 2015*, Berlin: verfügbar unter www.50Hertz.com, 2016.
- [58] Bundesnetzagentur Referat 603, *3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen*, Bonn, 2016.
- [59] H. Schuster, A. Schweer, J. Zeidler und R. Halbauer, *Netzplanerische Umsetzung und Evaluierung des Einsparpotentials der Spitzenkappung*, EW Medien und Kongresse GmbH; netzpraxis Jg. 55 (2016) Heft 4, 2016.

-
- [60] W. Fritz und A. Cronenberg, *Koordination von Markt und Netz - Ausgestaltung der Schnittstelle*, Aachen: Consentec GmbH, Studie im Auftrag des BFE - Bundesamt für Energie Bern, 2015.
- [61] T. Rokita und M. Spanier, *Ausgleichsenergie und Regelenergie*, Masterseminar - Energiewirtschaftliches Seminar Dr. Jürgen E. Blank - Technische Universität Kaiserslautern, 2015.
- [62] Bundesnetzagentur Beschlusskammer 6, *Festlegungsverfahren zur bilanziellen und energetischen Behandlung von Einspeisemanagementmaßnahmen - Konsultation von Eckpunkten eines Zielmodells BK6 13-049*, Bonn, 2013.
- [63] Consentec GmbH, *Physikalische und bilanzielle Auswirkungen von Einspeisemanagement-Maßnahmen*, Aachen, 2013.
- [64] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, *Daten zu vorgehaltener und abgerufener Regelleistung und Regelzonenabweichung*, <http://www.regelleistung.net>; abgerufen am 24.01.2016.
- [65] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik, *VDE-AR-N 4120 Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung)*, Berlin: VDE Verlag GmbH, 2015.
- [66] R. Haker und H. Weber, *Untersuchung zur Bilanzabweichung in der 50Hertz-Transmission Regelzone*, Rostock: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 65 Jg. (2015) Heft 3, 2015.
- [67] D. Jost, A. Braun, R. Fritz, C. Drusenbaum und K. Rohrig, *Dynamische Bestimmung des Regelleistungsbedarfs - Abschlussbericht*, Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 2015.
- [68] Y.-M. Saint-Drenan, R. Fritz und D. Jost, *Auswertung des Effektes der Sonnenfinsternis vom 20.03.2015 auf das deutsche Energieversorgungssystem*, Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 2015.
- [69] A. Fuchs und D. Engelbrecht, *Study of possible provision of control power with renewable energy facilities, with respect to restrictions in distribution systems*, Lyon: 23rd International Conference on Electricity Distribution CIRED, Paper 0721, 2015.
- [70] T. Quint, *Quantifizierung zu erwartender Entwicklungen des deutschen Marktes für Regelenergie im Kontext des Ausbaus erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten - eine ökonomische Bewertung mittels Marktmodellierung*, Masterarbeit: Brandenburgische Technische Universität (BTU) Cottbus-Senftenberg, 2015 (unveröffentlicht).
- [71] Connect Energy Economics, *Aktionsplan Lastmanagement Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics*, Berlin: Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2015.

- [72] ea Energy Analysis, *The Danish Experience with Integrating Variable Renewable Energy*, Berlin: Study on behalf of Agora Energiewende, 2015.
- [73] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, *Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase*, verfügbar unter www.regelleistung.net (abgerufen am 23.05.2016), 2015.
- [74] H.-W. Schiffer, *Energiemarkt Deutschland Jahrbuch 2015*, Köln: TÜV Media, 2014.
- [75] P. Götz, J. Henkel, T. Lenck und K. Lenz, *Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen*, Berlin: Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2014.
- [76] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken*, Berlin, 2014.
- [77] W. Becker und J. Zeidler, *Statische Spannungshaltung im HöS- und HS-Netz unter Berücksichtigung zunehmend dezentraler Erzeugungsanlagen*, Berlin: Vortrag 9. ETG-/FNN Tutorial Schutz- und Leittechnik 2016; EW Medien und Kongresse GmbH, 2016.
- [78] A. Beekmann, J. Marques, E. Quitmann und S. Wachtel, *Wind energy converters with FACTS Capabilities for optimized integration of wind power into transmission and distribution systems*, Calgary: Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System CIGRE/IEEE PES Joint Symposium CIGRE2009 978-2-85873-080-3, 2009.
- [79] S. Ohrem, D. Telöken und T. Knop, *Die verschiedenen Ampelkonzepte - Herausforderungen und Folgen für Verteilnetzbetreiber*, Kassel: ETG Kongress "Von Smart Grids zu Smart Markets", VDE-Verlag GmbH, 2015.
- [80] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), *BDEW-Roadmap - Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland*, Berlin, 2013.
- [81] H. B. Büchel, M. Franken und A. Hoffrichter, *Ausbauplanung des elektrischen Übertragungsnetzes unter Berücksichtigung leistungsflusssteuernder Komponenten*, Aachen: Aachener Beiträge zur Hochspannungstechnik Band 40 Jahresbericht 2015/16 , 2016.
- [82] Europäische Kommission, *Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (Requirements for Generators RfG)*, Brüssel: veröffentlicht am 27.4.2016 im Amtsblatt der Europäischen Union L112/1, 2016.
- [83] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen - Herausforderungen, Lösungskonzepte, Empfehlungen*, Frankfurt am Main, 2016.

- [84] T. Schnelle, *Lastflussuntersuchung an einem differenzierten Knotenpunktmodell für 110-kV-/MS-Umspannwerke im ländlich geprägten Verteilnetz der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH*, Studienarbeit Technische Universität Dresden, 2014 (unveröffentlicht).
- [85] L. Hirth und I. Ziegenhagen, *Balancing Power and Variable Renewables: Three Links*, Berlin: Renewable & Sustainable Energy Reviews 50, 1035-1051.
doi:10.1016/j.rser.2015.04.180., 2015.
- [86] H. Sämisch, *Einblicke in die Praxis eines virtuellen Kraftwerks - Sicht eines Betreibers auf die Beziehung zu den Verteilungs- und Übertragungsnetzbetreibern*, Frankfurt am Main: EW Medien und Kongresse GmbH, EW Magazin für die Energiewirtschaft 05/2016, 2016.

Anhang A

Aktueller Redispatchprozess

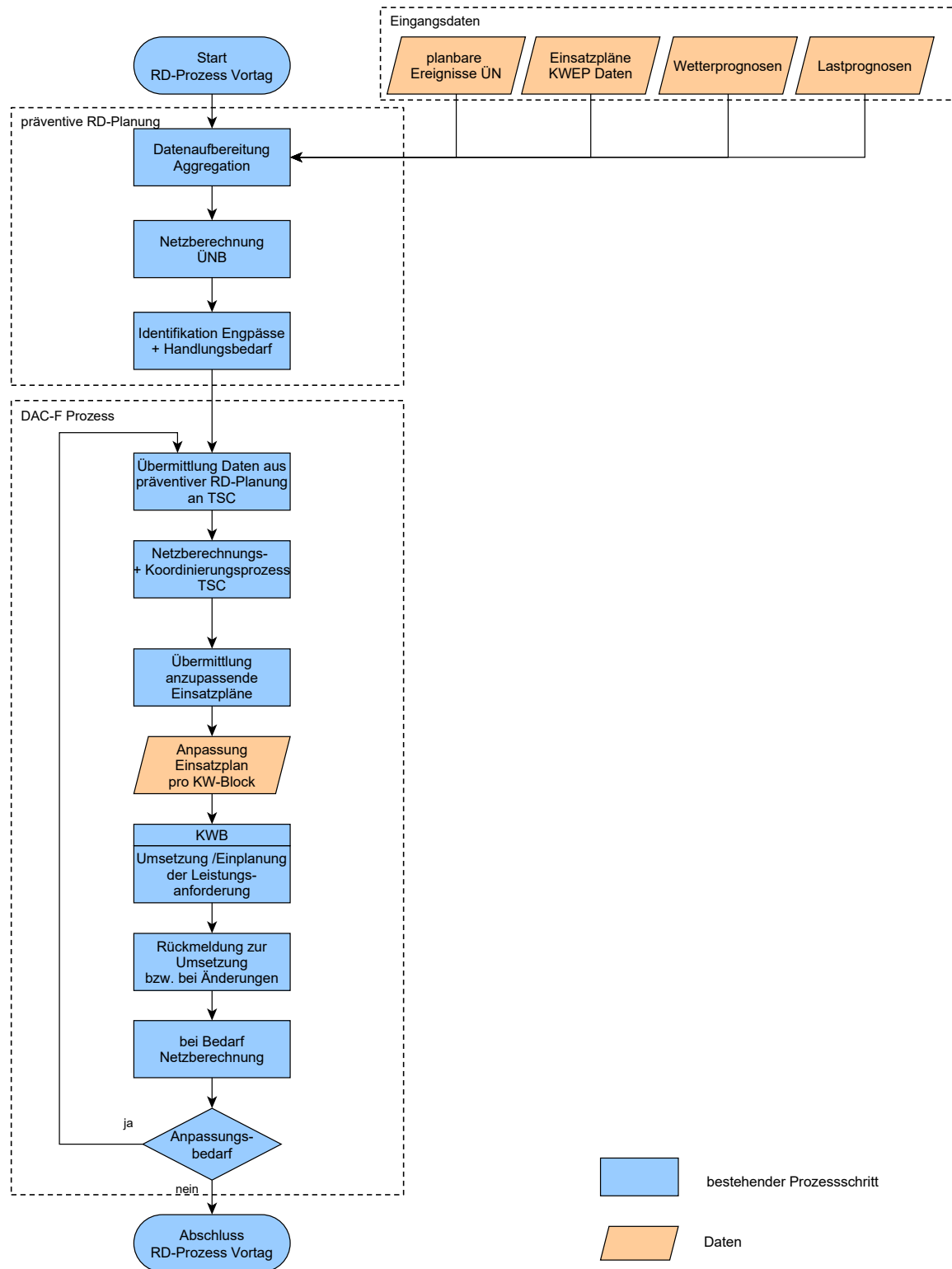


Abbildung 42: Aktueller Redispatchprozess

Anhang B

Zielmodell Redispatchprozess mit Einbindung VNB

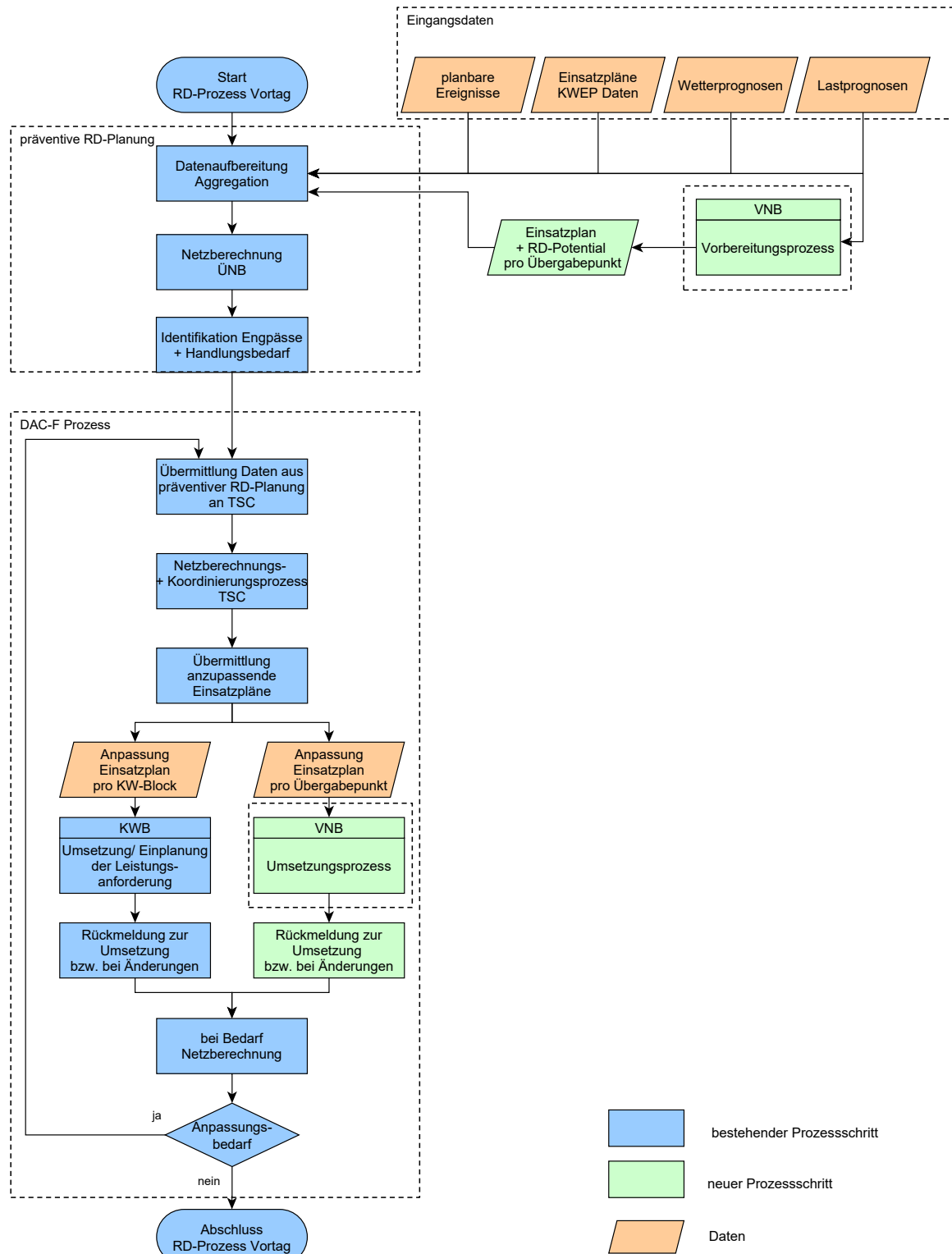


Abbildung 43: Zielmodell Redispatchprozess mit Einbindung VNB

Anhang C

Vergangene Entwicklung des RegelleLeistungsbedarfs

Nachfolgend wird jeweils für die verschiedenen RegelleLeistungsarten nach Abschnitt 2.1.2 die vergangene Entwicklung des ausgeschriebenen RegelleLeistungsbedarfs in Deutschland dargestellt. Die Darstellungen und Erläuterungen dienen einem besseren Verständnis bei der Ableitung des zukünftigen RegelleLeistungsbedarfs (vgl. Abschnitt 3.4.1).

Der auszuschreibende Bedarf an Primärregelleistung (PRL) wird aktuell durch den theoretischen Ausfall von zwei Kraftwerksblöcken mit je 1.500 MW bestimmt. Diese 3.000 MW sind symmetrisch im gesamten ENTSO-E Netzverbund zu erbringen. Die aktuell in Deutschland ausgeschriebene PRL beträgt 793 MW. Abbildung 44 zeigt den Verlauf der ausgeschriebenen PRL für den Anteil in Deutschland seit 2008. Die Schwankung ist durch Kraftwerksstillegungen bzw. Kraftwerksinbetriebnahmen und somit Veränderung des Anteils des deutschen Kraftwerksparks in Europa erklärbar.

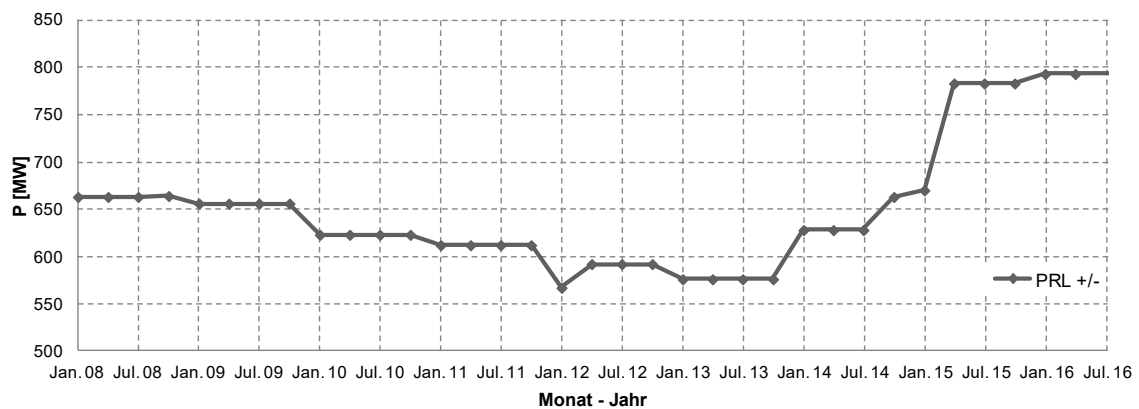


Abbildung 44: Verlauf der Ausschreibung PRL in Deutschland (auf Basis von [11])

Abbildung 45 und Abbildung 46 zeigen den Verlauf der ausgeschriebenen positiven sowie negativen Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) ab 2008. Der Einfluss der schrittweisen Einführung des Netzregelverbundes im Jahr 2010 mit einer gemeinsamen Dimensionierung der SRL ist durch eine deutliche Reduzierung des gesamten SRL-Bedarfs erkennbar.

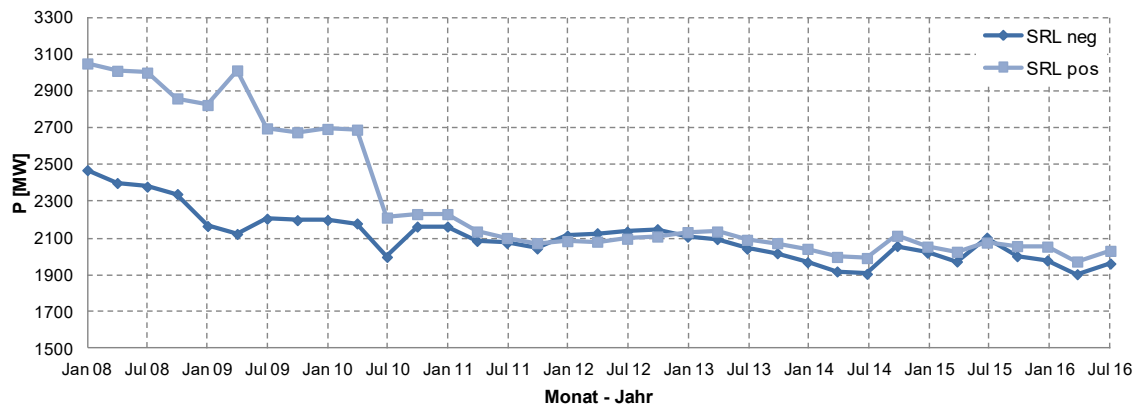


Abbildung 45: Verlauf der Ausschreibung SRL in Deutschland (auf Basis von [11])

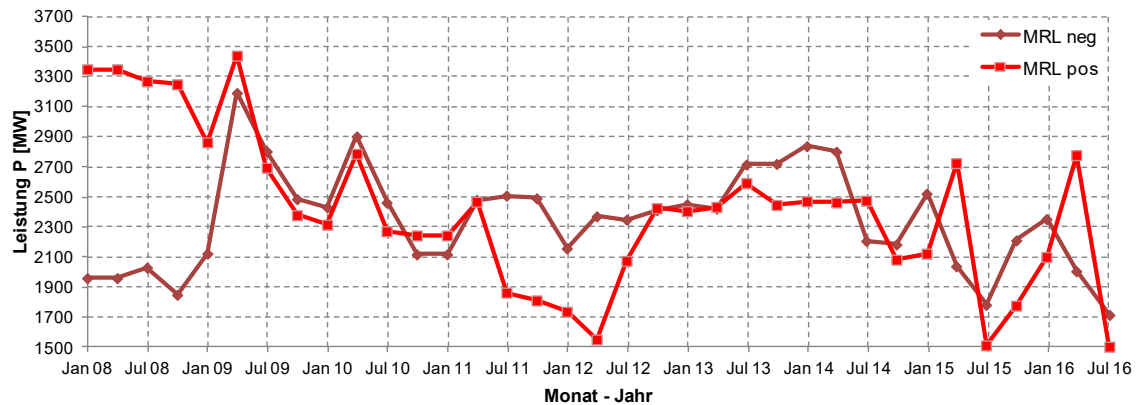


Abbildung 46: Verlauf der Ausschreibung MRL in Deutschland (auf Basis von [11])

Trotz eines starken Anstiegs der installierten Leistung regenerativer Erzeugung in den Jahren 2008 bis 2014, welche einen wesentlichen Einfluss auf den Regelleistungsbedarf hat, ist der Bedarf an SRL und MRL gesunken. Neben der Einführung des NRV haben auch verbesserte Leistungsprognosen und eine Verbesserung der Bilanzkreisbewirtschaftung einen großen Einfluss auf diese Entwicklung [85]. Auch die Einführung des Intraday-Handels hat zu einer Erhöhung der Bilanzkreistreue geführt und resultiert somit in einer Reduzierung des Bedarf und konkreten Abrufs von Regelleistung [86].

Anhang D

Netzmodell

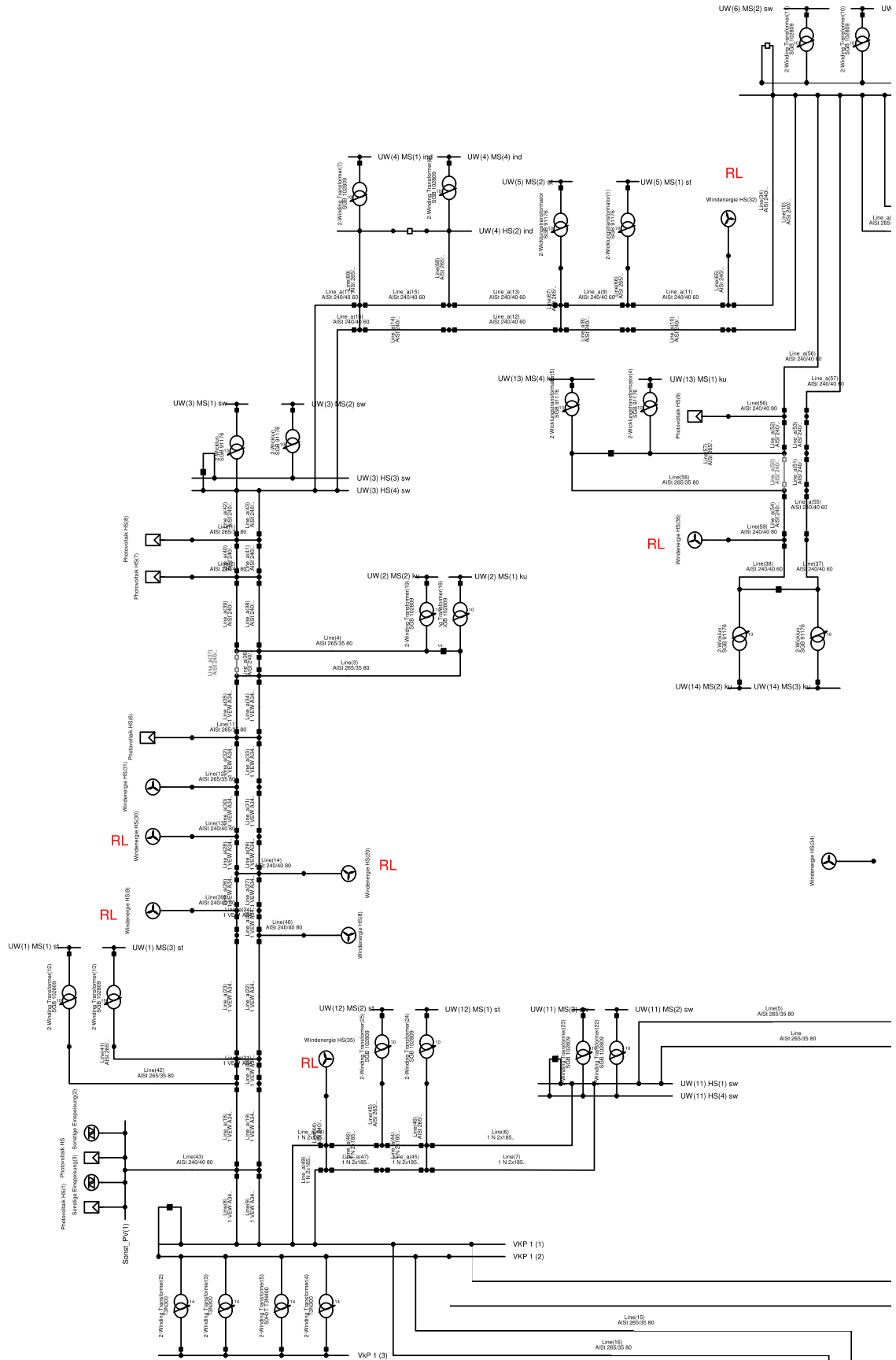
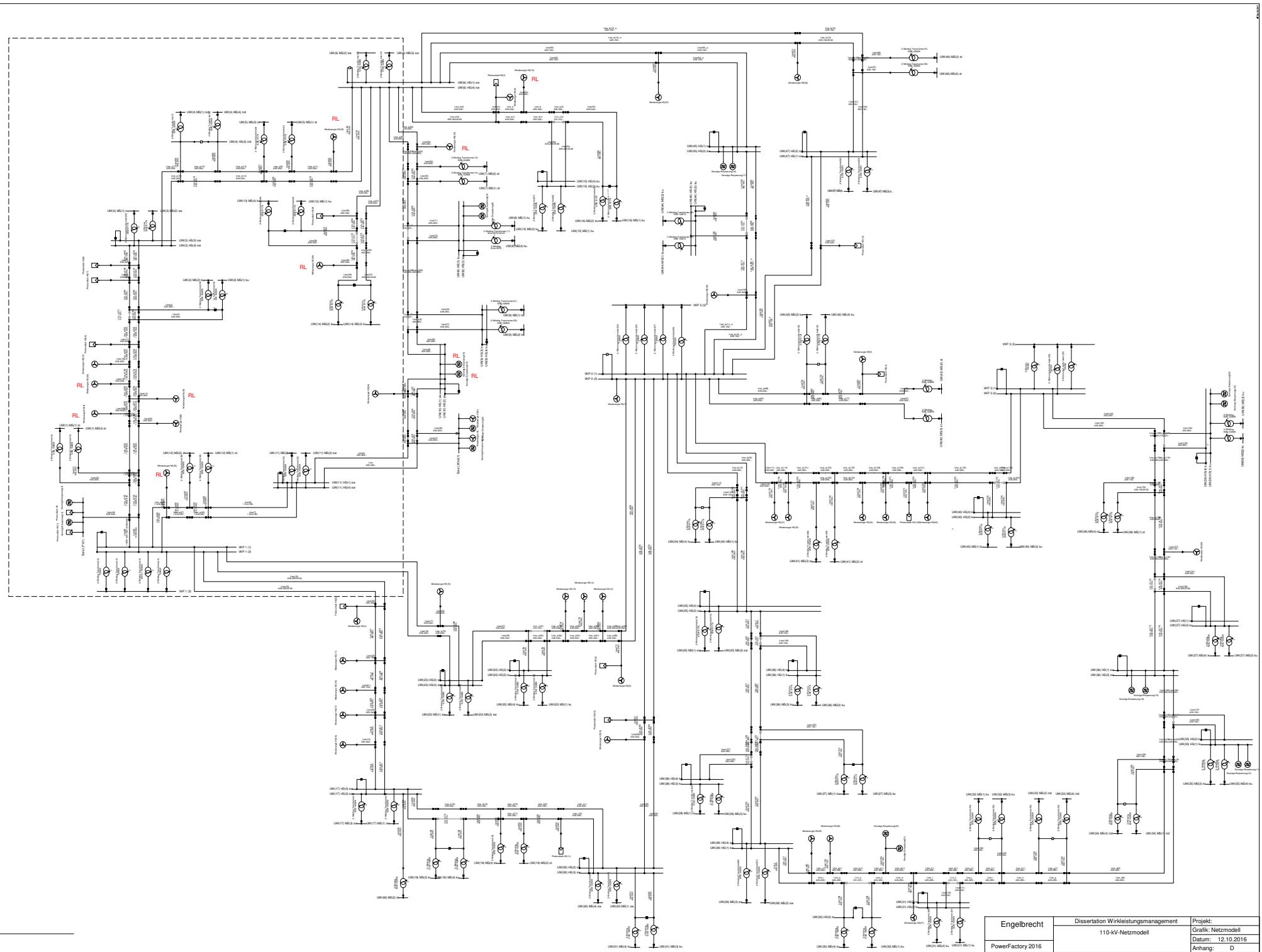


Abbildung 47: Ausschnitt Netzmodell



Anhang E

Netzstrukturparameter Netzmodell

Netzparameter		Masche 1 oben links	Masche 4 unten links	Masche 8 unten rechts	Masche 6 oben rechts	Summe
P _{instHS}	Wind	377,5 MW	405 MW	335 MW	105 MW	1222 MW
Anzahl HS	Wind	13	12	10	3	38
P _{instHS}	PV	73,7 MW	59,6 MW	29,8 MW	18,6 MW	182 MW
Anzahl HS	PV	5	4	2	1	12
P _{instHS}	Sonst.	99,94 MW	0 MW	153,7 MW	54,2	308 MW
Anzahl HS	Sonst.	4	0	4	2	10
P _{instMS}	Wind	220,6	119,6	184	73,6	598 MW
[MW]	P _{Wind} pro UW	9,2	9,2	9,2	9,2	
	PV	84	52,5	84	28	249 MW
	P _{PV} pro UW	3,5	3,5	3,5	3,5	
	Sonst.	43,92	15,83	40,26	14,64	115 MW
	P _{Sonst} pro UW	1,83	1,83	1,83	1,83	
						Σ 2674 MW
Anzahl Ver- sorgungs-UW	HS/HöS	1	2	2	1	3
	Schwerpunkt UW	4	3	3	3*	12
	(Doppel) Stich	4	2	3	1	10
	VUW o. H- Schaltung	8	3	14	1	26
Last	Starklast Durchschnitt	5,5 MW	6 MW	5,36 MW	4,875	
	Faktor / S _{Trafo}	0,15	0,15	0,15	0,15	
	Summe	131,25 MW	90 MW	150,15 MW	39 MW	410 MW
Industrie	Starklast Durchschnitt	14 MW	0	14 MW	0	
	Faktor / S _{Trafo}	0,35	0,35	0,35	0,35	
	Summe	28 MW	0 MW	112 MW	0 MW	140 MW
						Σ 550 MW
Last-Einspeise-Verhältnis		0,18	0,14	0,32	0,13	0,21

Tabelle 9: Netzstrukturparameter Netzmodell Teil 1

Netzparameter		Masche 1 oben links	Masche 4 unten links	Masche 8 unten rechts	Masche 6 oben rechts	Summe
Leitungslängen	Stammleitung	20,18 km	20,18 km	20,18 km	17,22 km	
	Abzweig	1,94 km	1,94 km	1,94 km	2,81 km	
	längster Netzausläufer	80,72 km	60,54 km	40,36 km	34,44 km	
	längster Ring Start=Ende	100,9 km	100,9 km	100,9 km	68,88 km	
	längster Ring Start≠Ende	n. v.	60,54 km	80,72 km	n. v.	
Trassenlänge		141,3 km	121,1 km	121,1 km	68,9 km	452,3 km
Systemlänge		282,5 km	242,2 km	242,2 km	137,8 km	904,6 km
Netzgruppe (Nr.)		1	1	2	2	
Verknüpfungspunkt		VKP 1	VKP 2	VKP 2	VKP 3	
Transformatorleistung		3x300MVA,	2x300MVA	2x300MVA	3x300MVA	
Verknüpfungspunkt		1x400MVA				
		1900 MVA		1500 MVA		

Tabelle 10: Netzstrukturparameter Netzmodell Teil 2

Anhang F

Leistungsverläufe für die Netzsimulation

Nachfolgend werden die einzelnen verwendeten Leistungsverläufe der Netzsimulation dargestellt. Grundlage der Leistungsverläufe sind real gemessene Verläufe einzelner Komponenten (Windenergie, PV, Lasten). Diese werden im Rahmen dieser Arbeit verglichen, plausibilisiert und für eine Anwendung überprüft. Die Leistungsverläufe stellen dabei nur eine begrenzte Anzahl an real möglichen Leistungsverläufen dar. Der Fokus bei der Auswahl liegt dabei auf die Erfassung und Abbildung von Extremfällen, ohne den Anspruch auf Vollständigkeit zu erheben.

In den nachfolgenden Leistungsverläufen wird der dargestellte Wert auf die installierte Leistung der Erzeugungsanlage oder Last bezogen. In der Simulation werden entsprechend dem ausgewählten Szenario dem Leistungsniveau angepasste Verläufe (vgl. Tabelle 6) ausgewählt.

Windenergie, Photovoltaik, Last

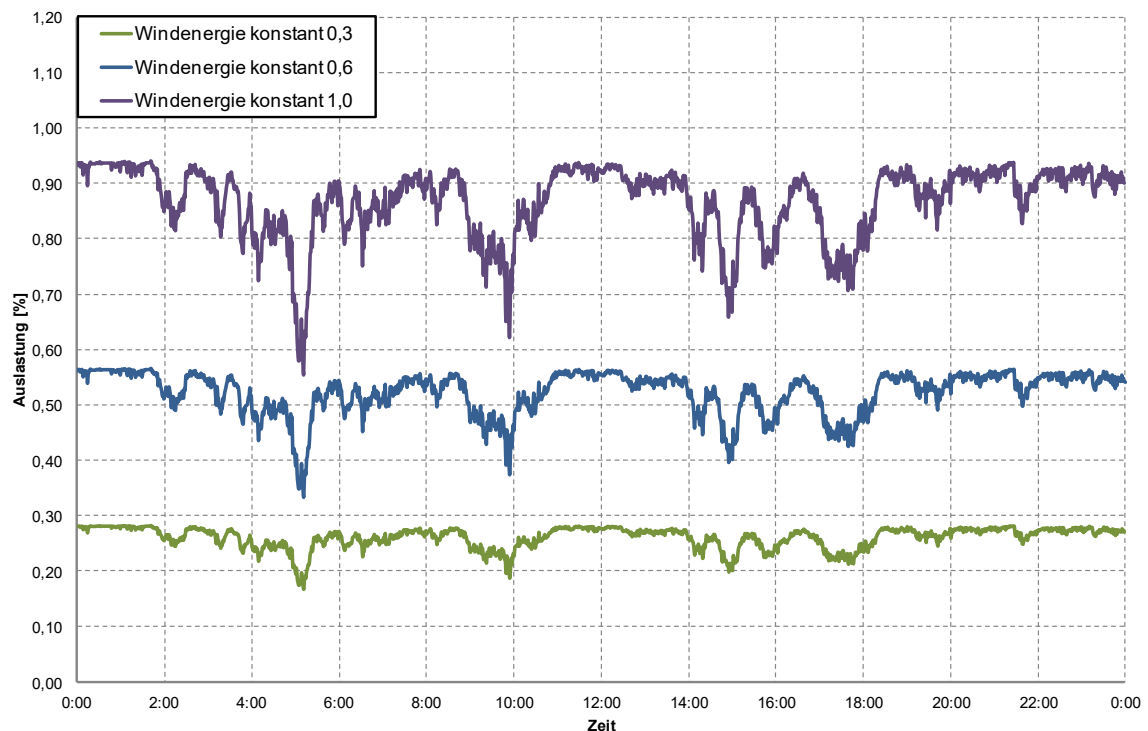


Abbildung 48: Charakteristik Windenergie konstant

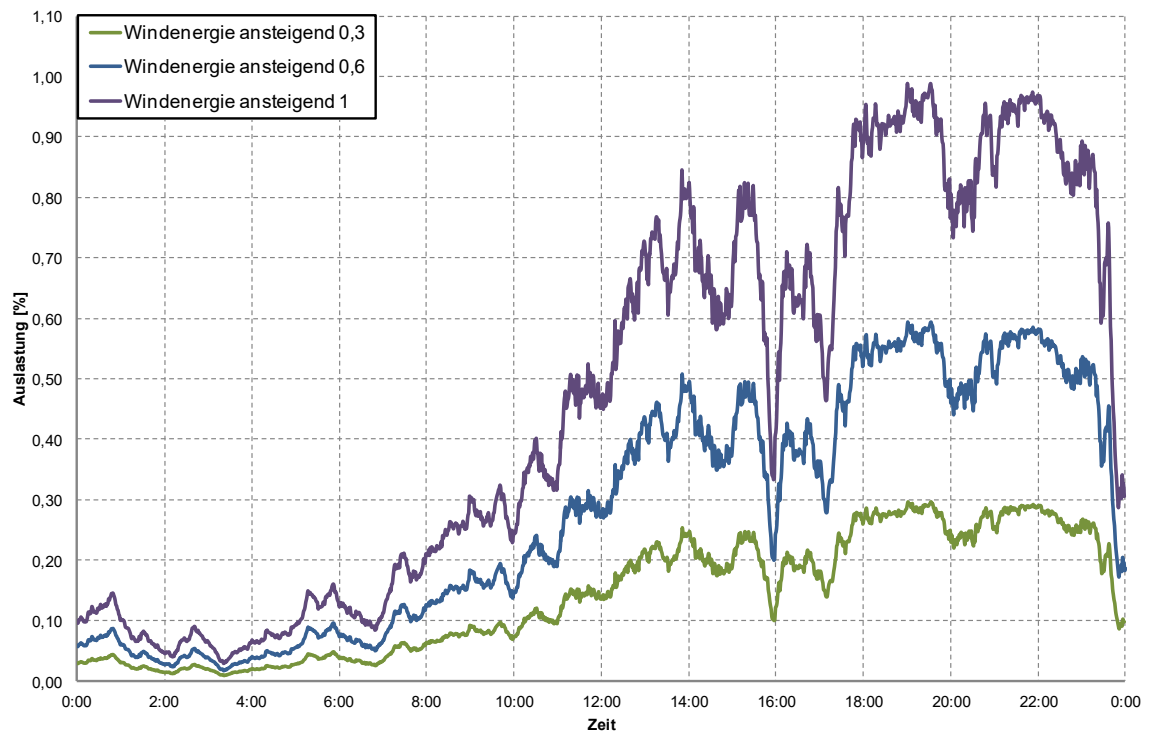


Abbildung 49: Charakteristik Windenergie ansteigend

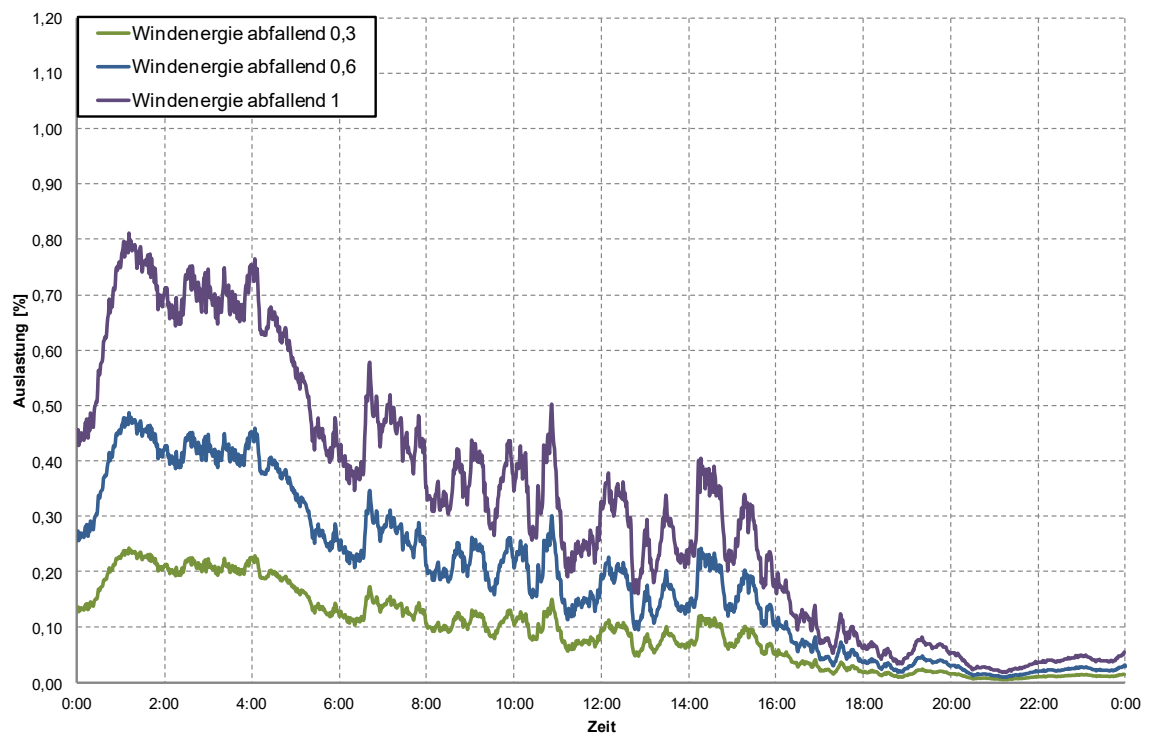


Abbildung 50: Charakteristik Windenergie abfallend

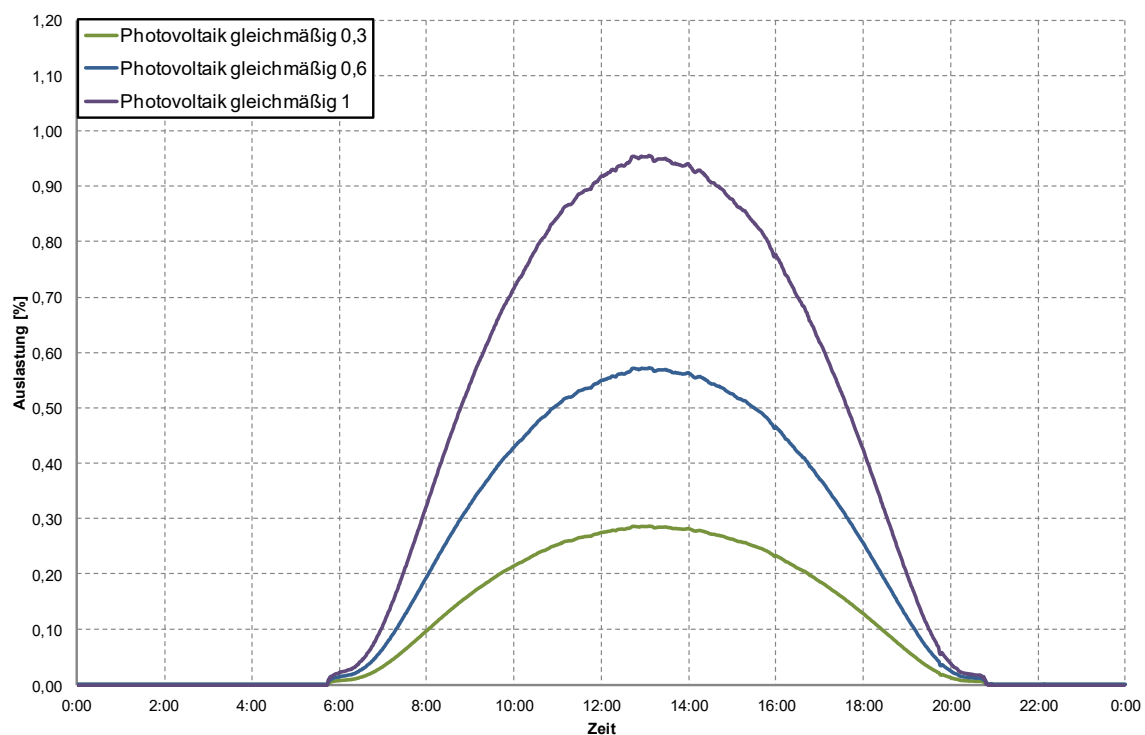


Abbildung 51: Charakteristik Photovoltaik gleichmäßig

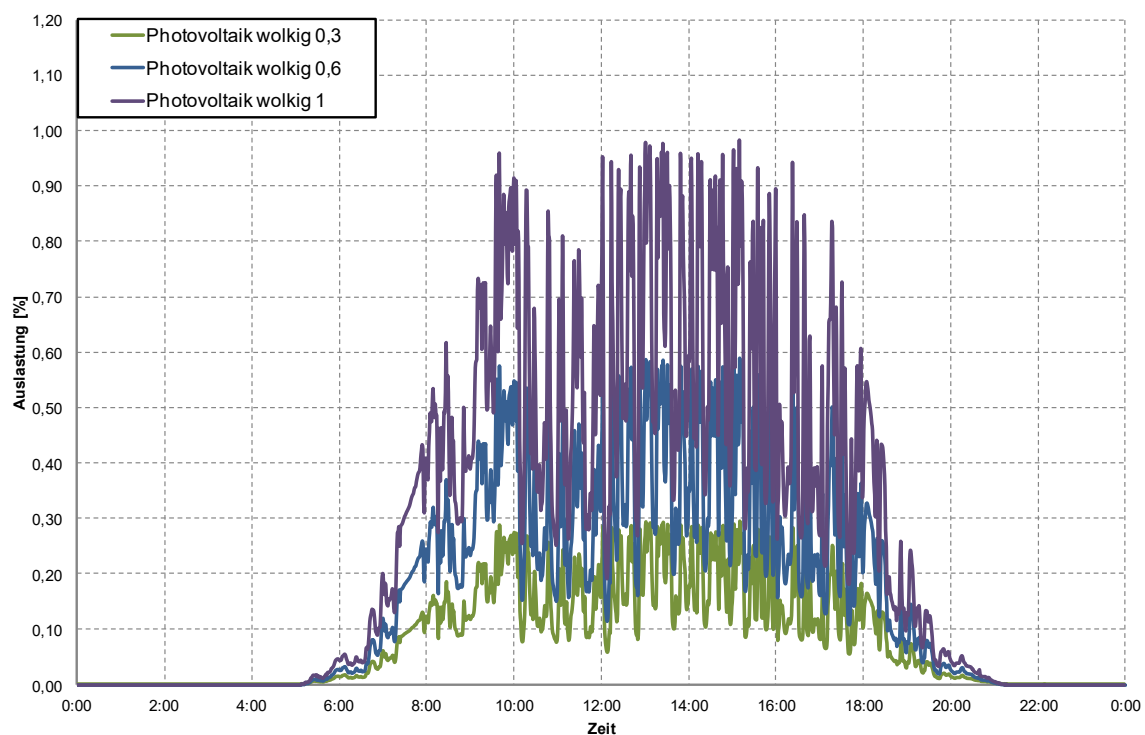


Abbildung 52: Charakteristik Photovoltaik wolkig

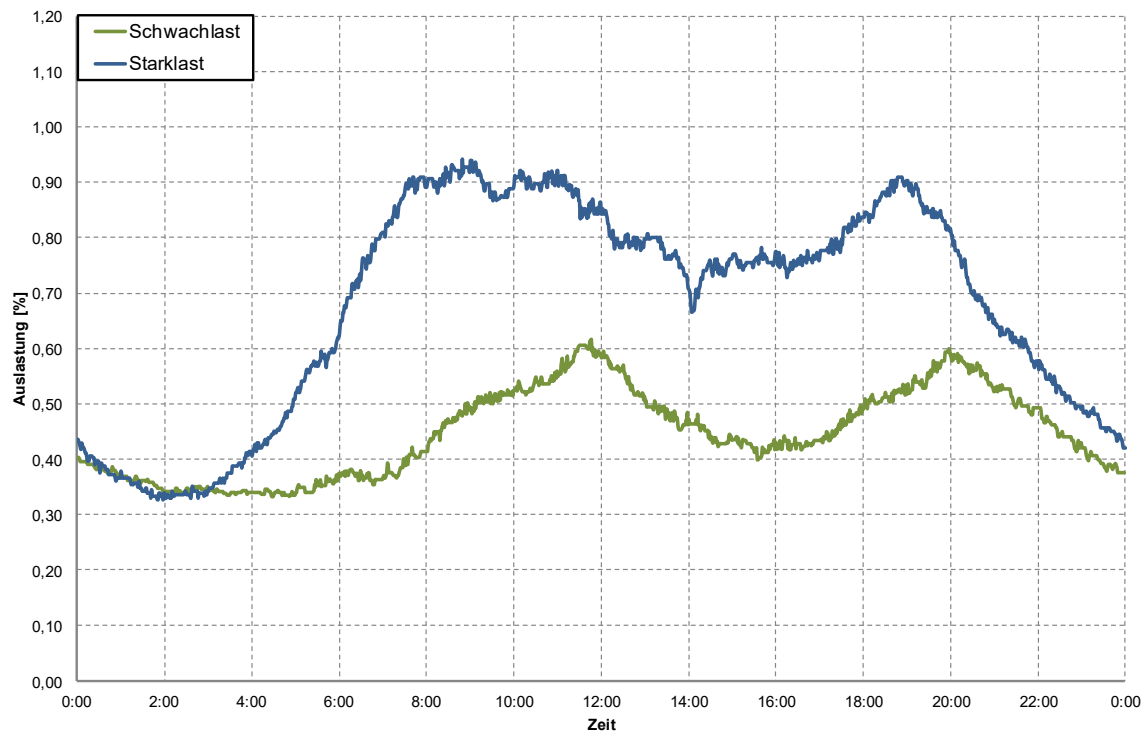


Abbildung 53: Charakteristik Last

Charakteristiken für Regelleistung

In den nachfolgenden Leistungsverläufen wird die Bereitstellung der negativen SRL für Windenergie und sonstige Einspeisung dargestellt. Bezugswert ist die Wirkleistung, sodass erkennbar ist, wie viel Leistung für die negative SRL konkret von dieser EZA bereitgestellt wird. Es wird ein Verlauf analog zur sogenannten Höckerkurve nachgebildet [11]. Dies entspricht nicht dem realen Verlauf einer SRL-Bereitstellung. In der Netzsimulation wird keine Frequenzregelung des Verbundsystems nachgebildet, sodass der hier gewählte Ansatz der Bereitstellung der SRL ein Extremszenario darstellt.

Die Vorhaltungs- und Bereitstellungszeiten orientieren sich an eine ausreichend vorhandene, aktuelle Einspeiseleistung. Aufgrund eines geringen Windaufkommens kann die Regelleistung nicht gesichert vorgehalten werden, sodass hier eine Orientierung der Zeitraum der Bereitstellung anhand der gängigen Produktlängen durchgeführt wird.

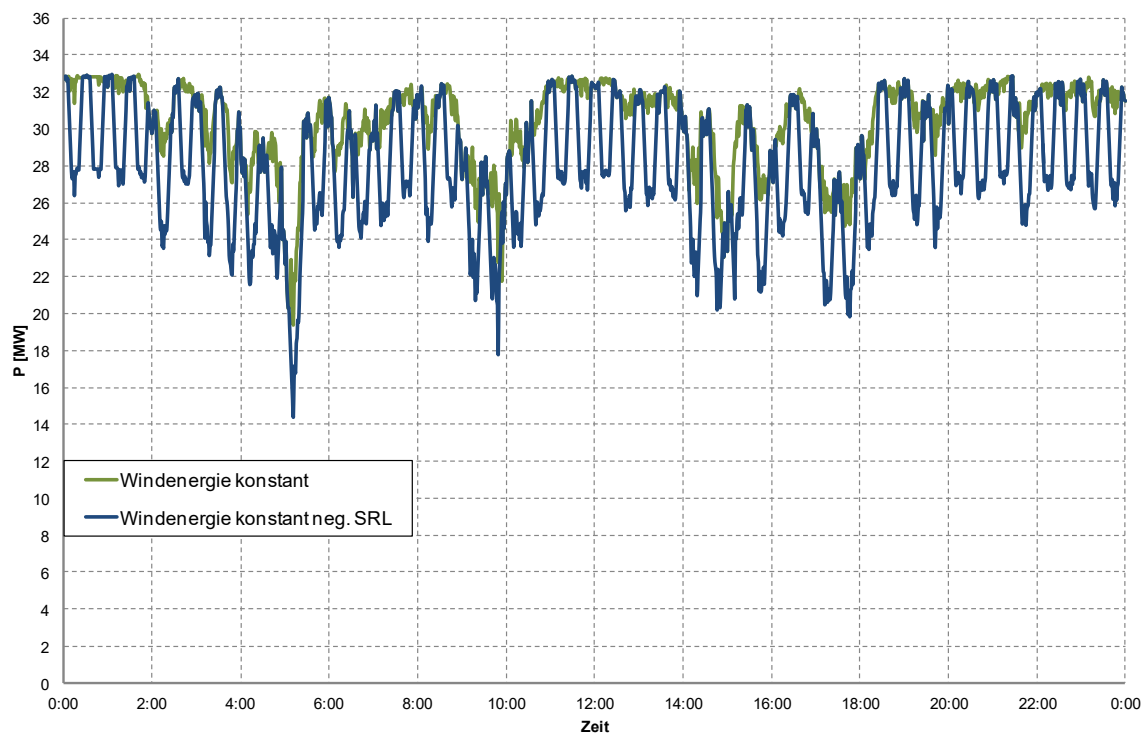


Abbildung 54: Windenergie konstant und negative SRL

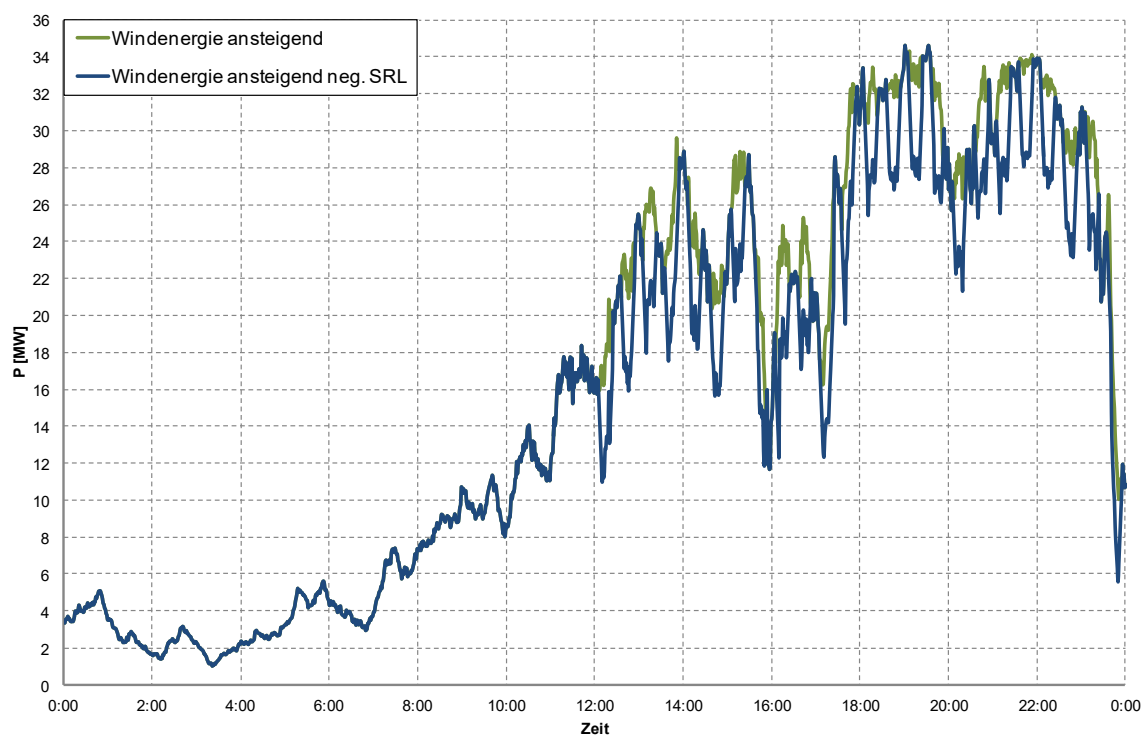


Abbildung 55: Windenergie ansteigend und negative SRL

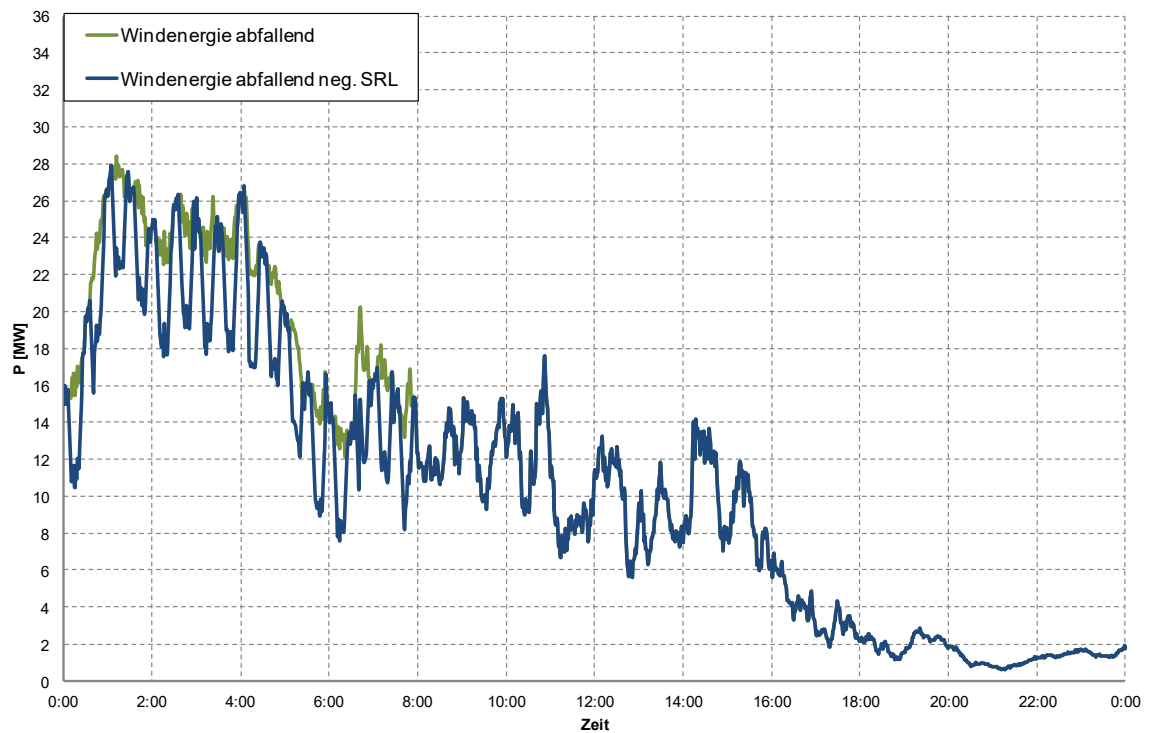


Abbildung 56: Windenergie abfallend und negative SRL

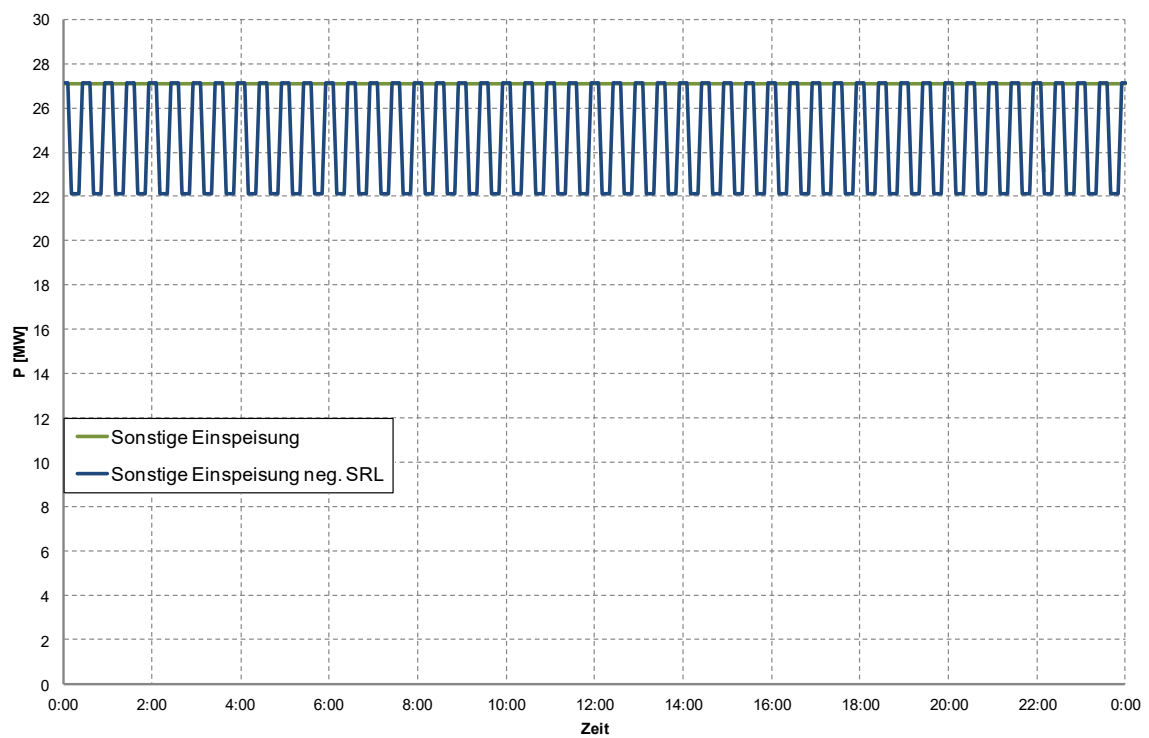


Abbildung 57: Sonstige Einspeisung und negative SRL

Anhang G

Simulationsergebnisse Grundszenario

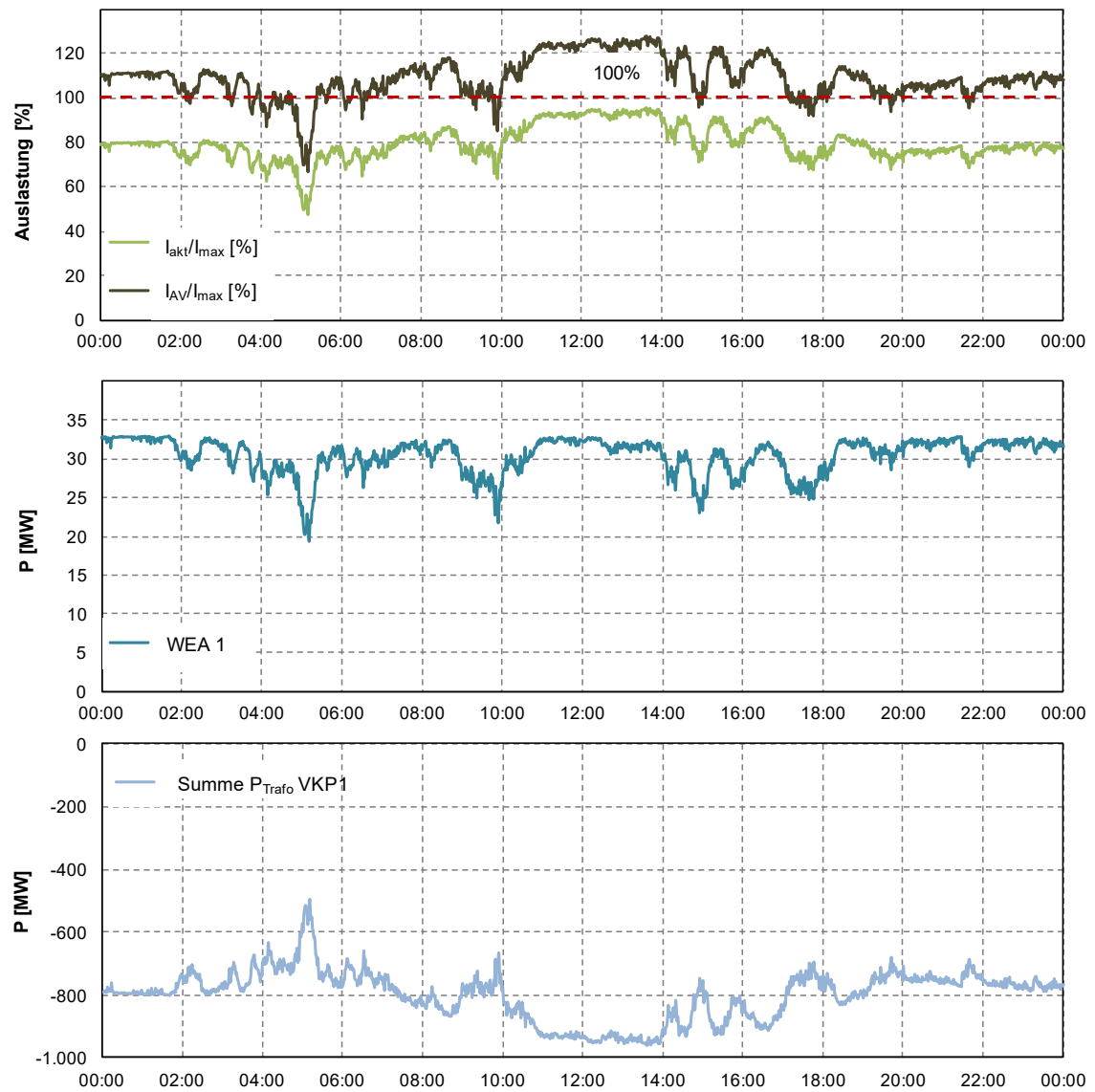


Abbildung 58: Simulation SW-07 Grundszenario

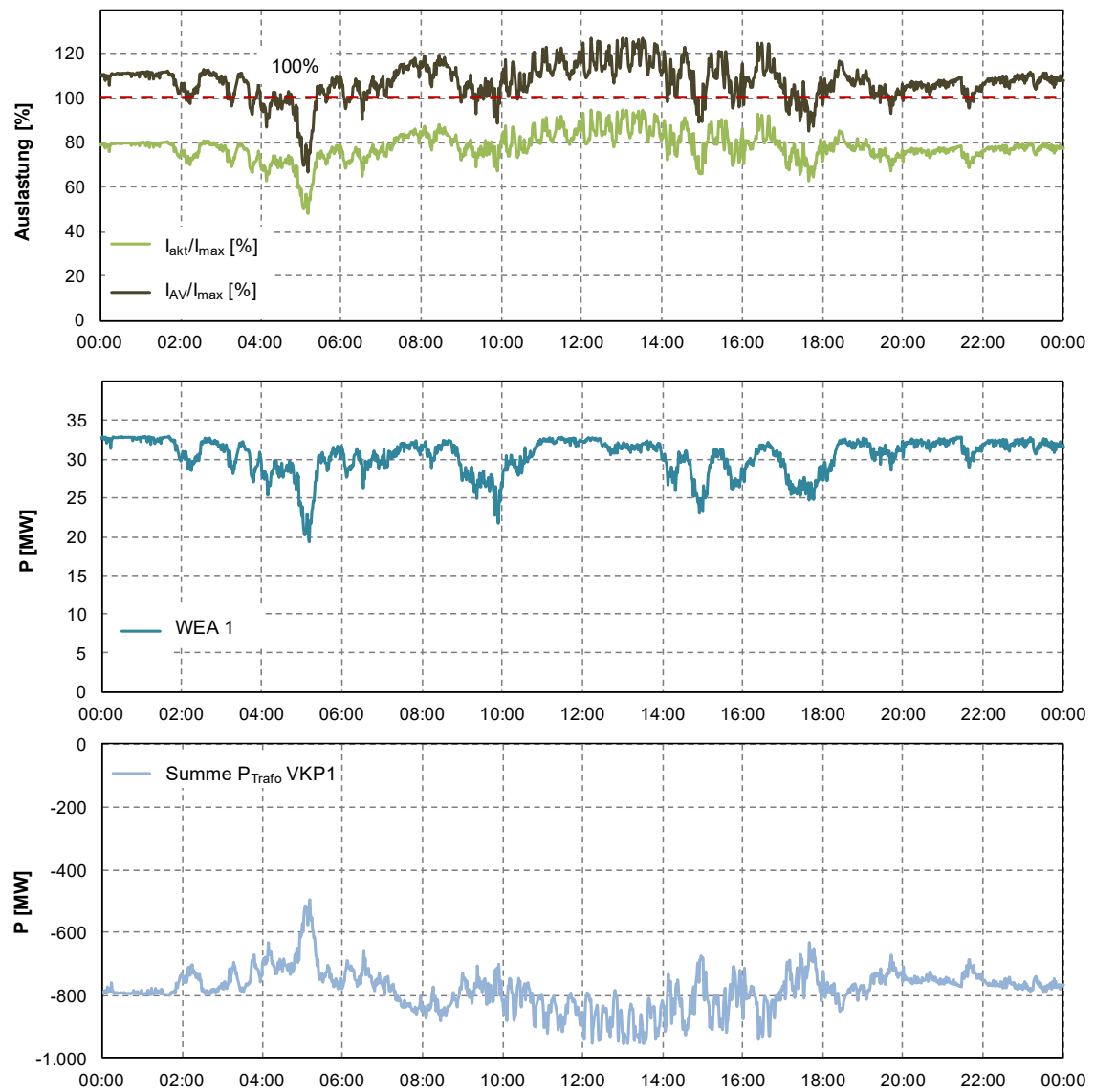


Abbildung 59: Simulation SW-08 Grundszenario

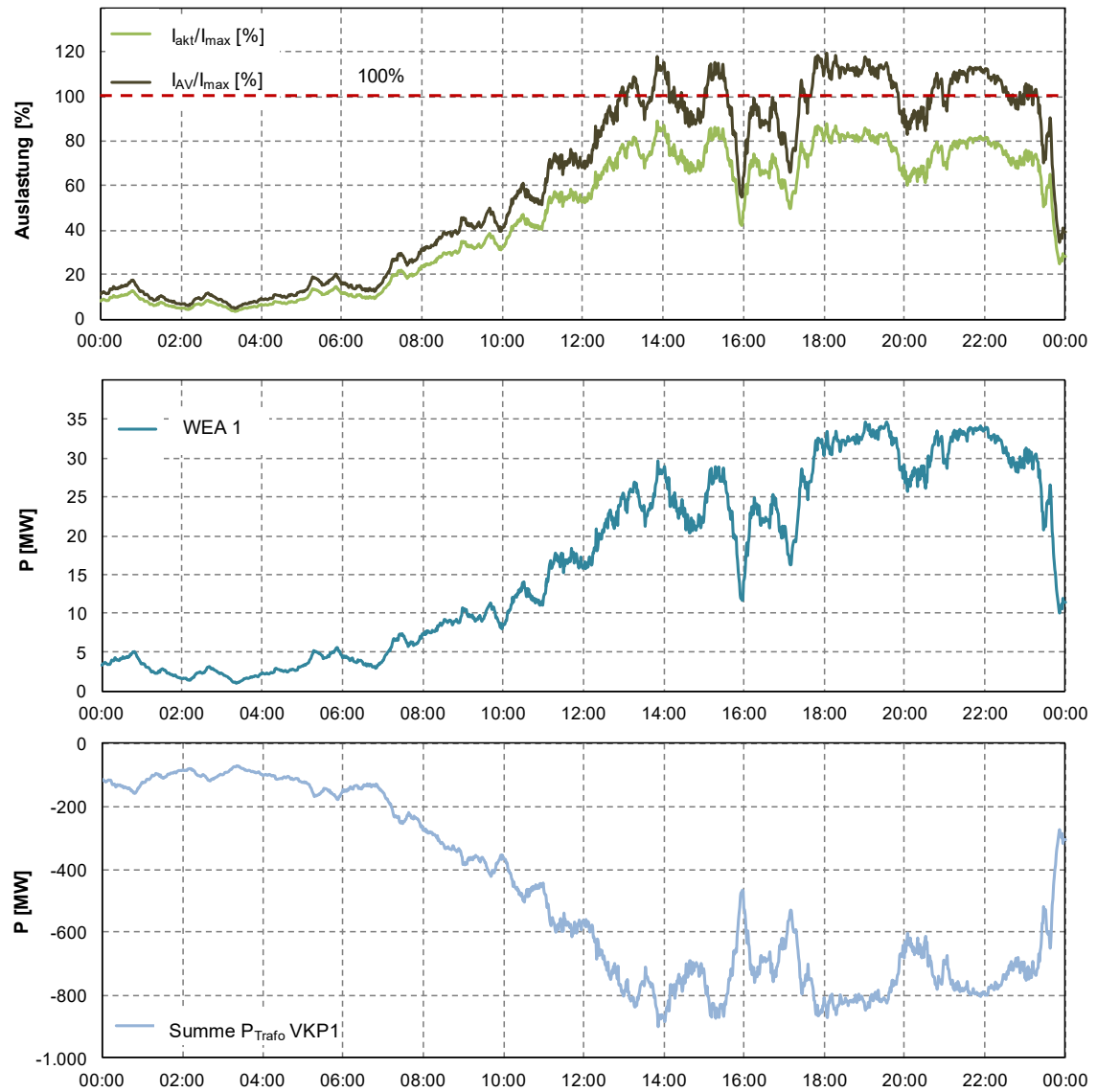


Abbildung 60: Simulation SW-09 Grundscenario

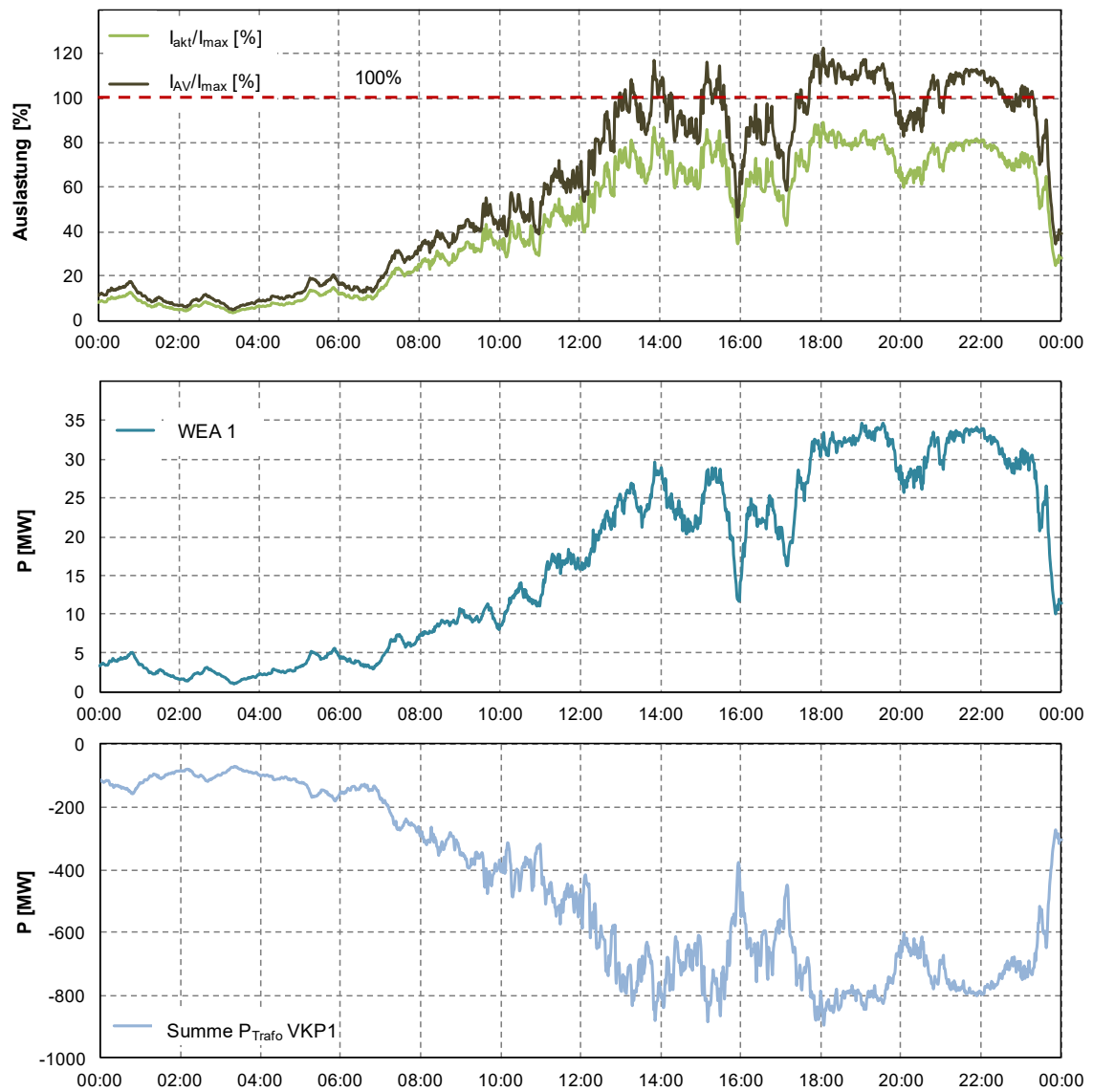


Abbildung 61: Simulation SW-10 Grundscenario

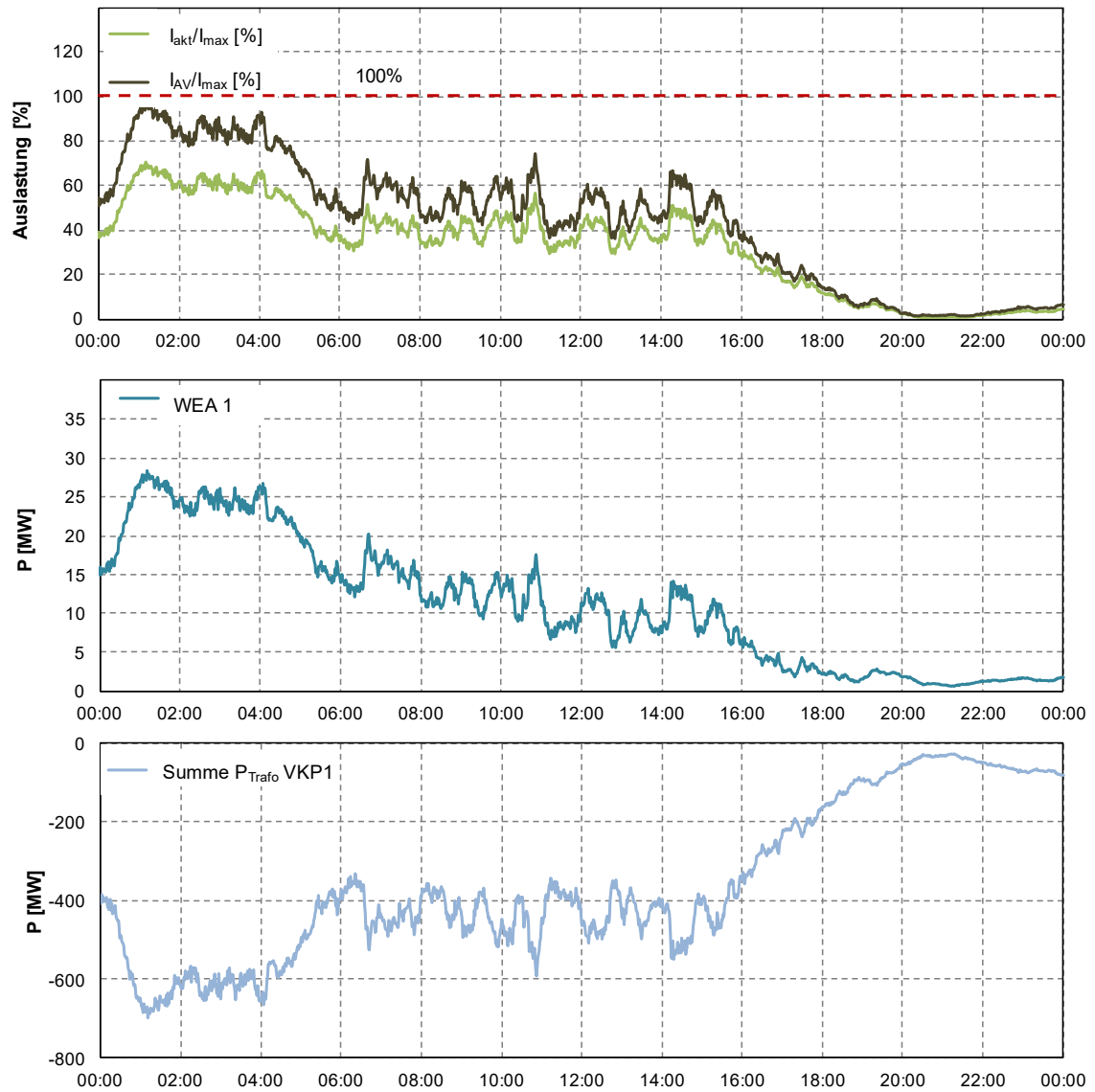


Abbildung 62: Simulation SW-11 Grundszenario

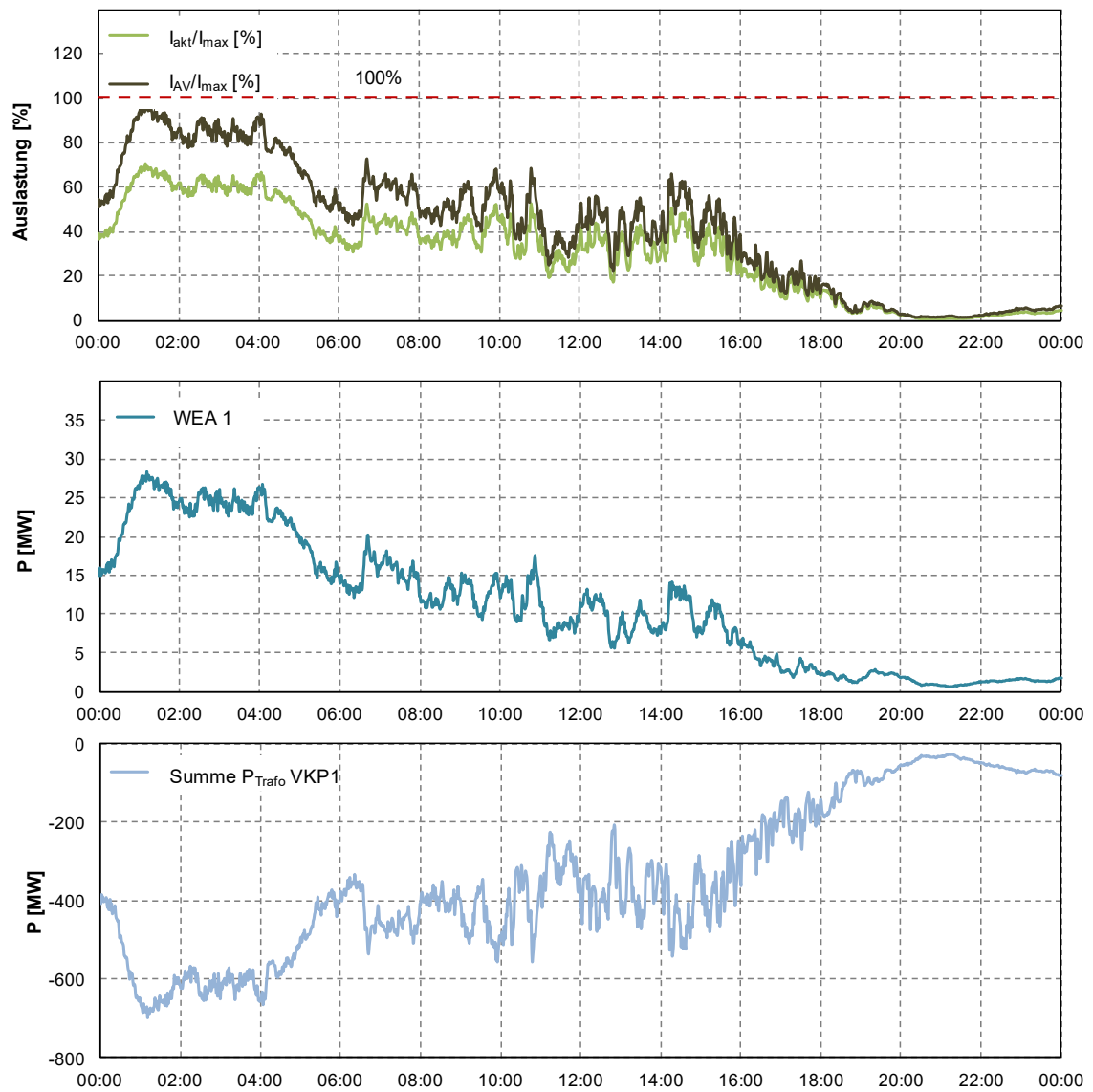


Abbildung 63: Simulation SW-12 Grundscenario

Simulationsergebnisse NSM-Szenario

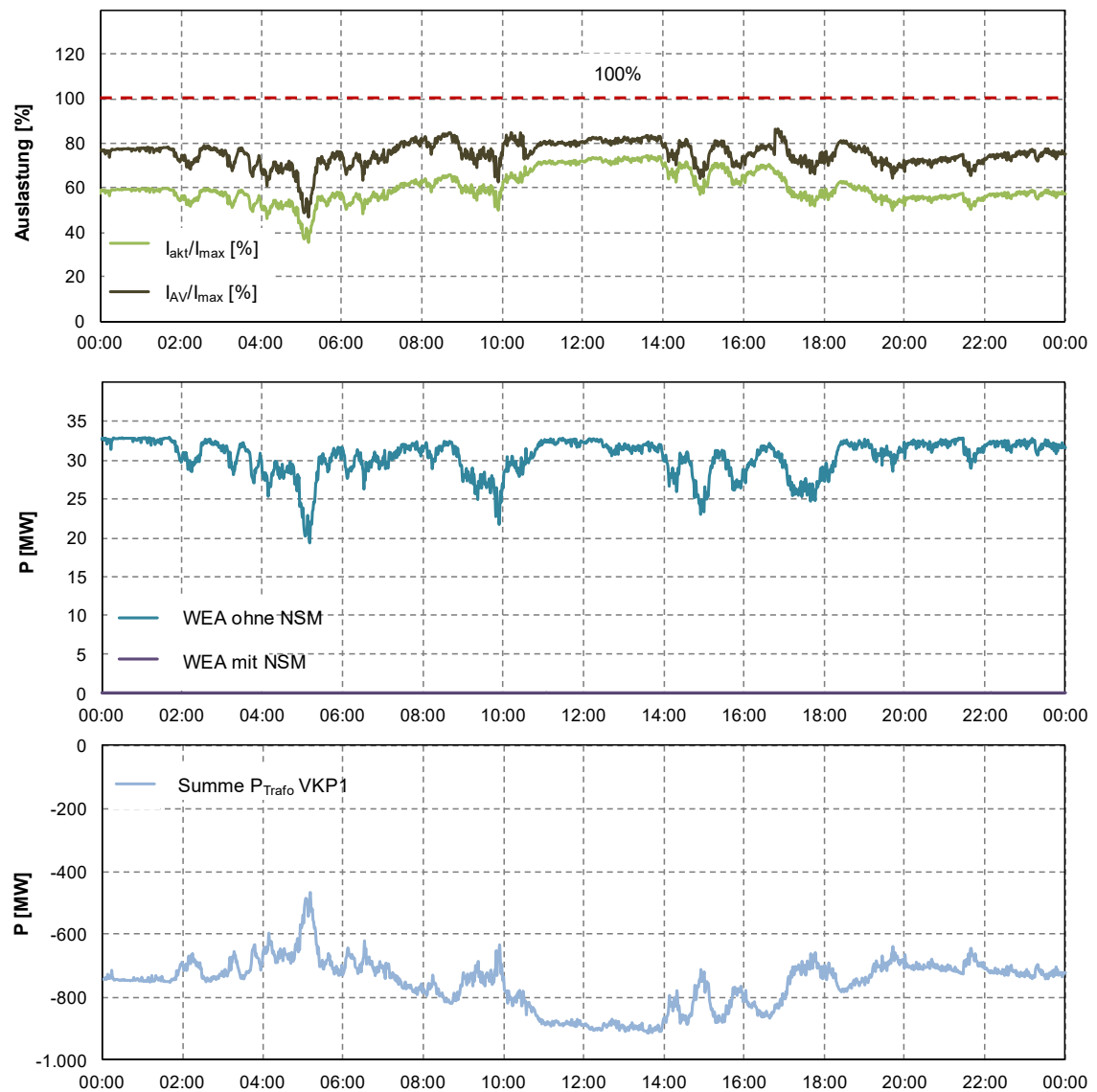


Abbildung 64: Simulation SW-07 NSM-Szenario

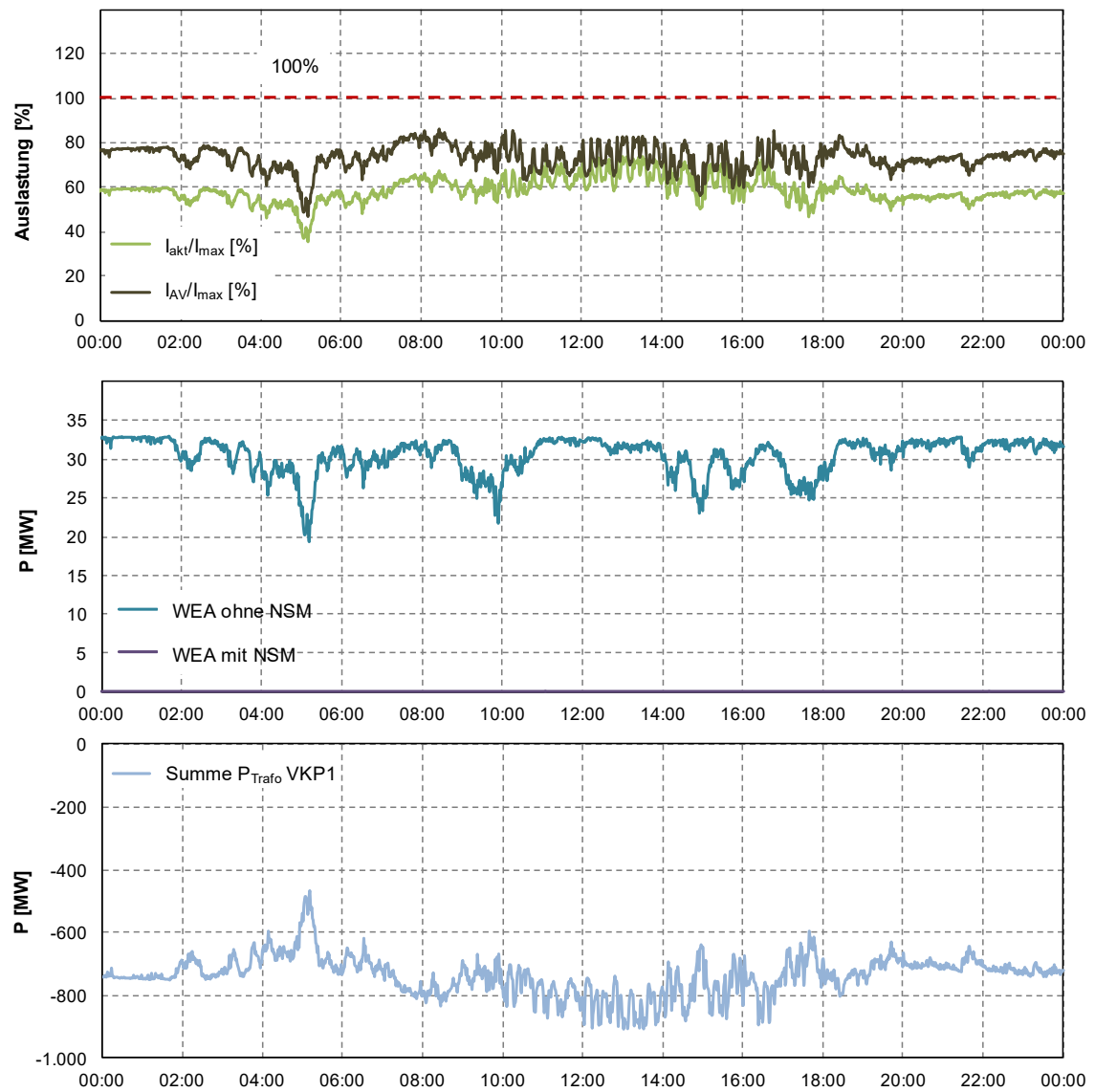


Abbildung 65: Simulation SW-08 NSM-Szenario

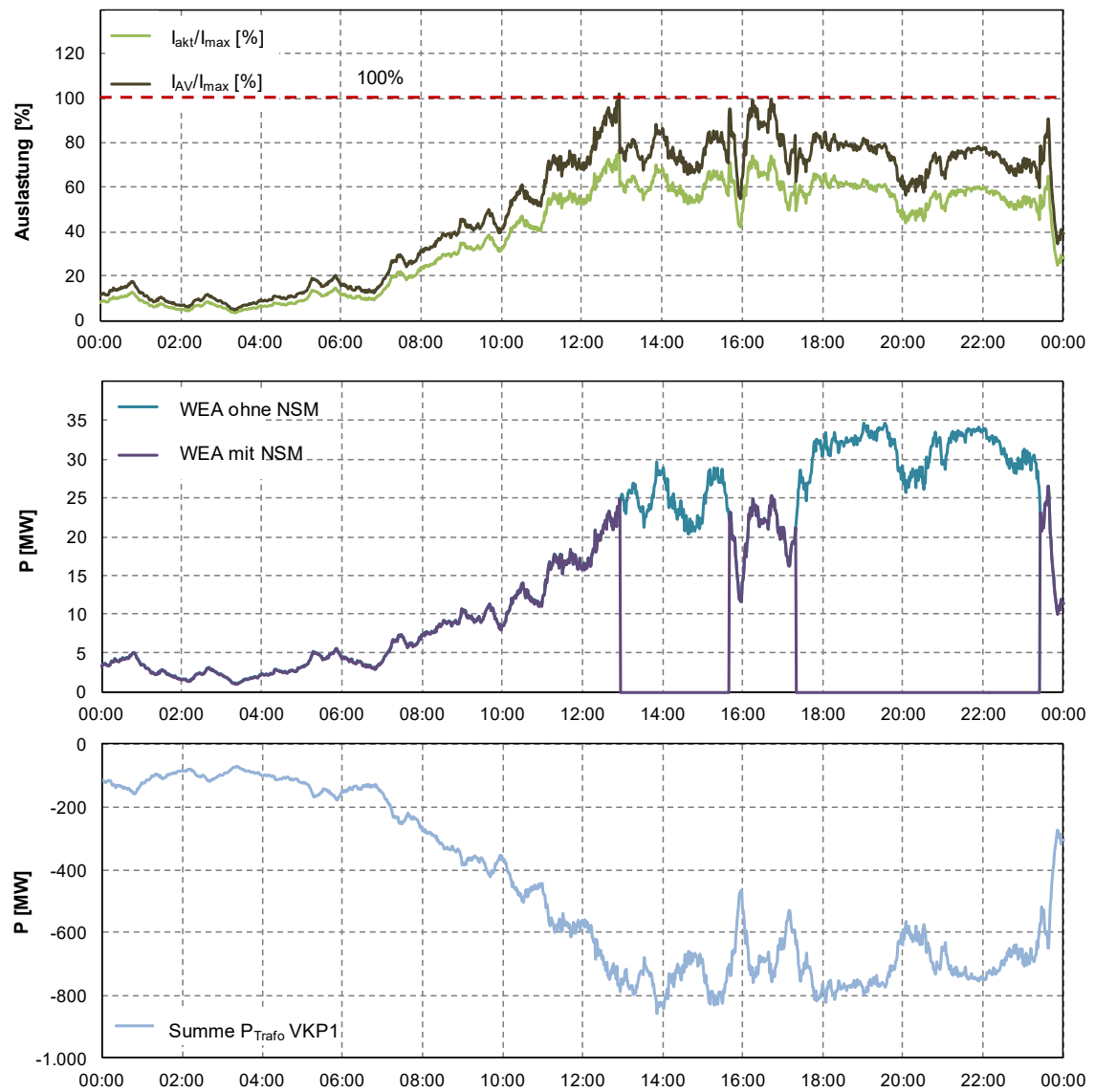


Abbildung 66: Simulation SW-09 NSM-Szenario

Simulationsergebnisse Regelleistungsbereitstellung

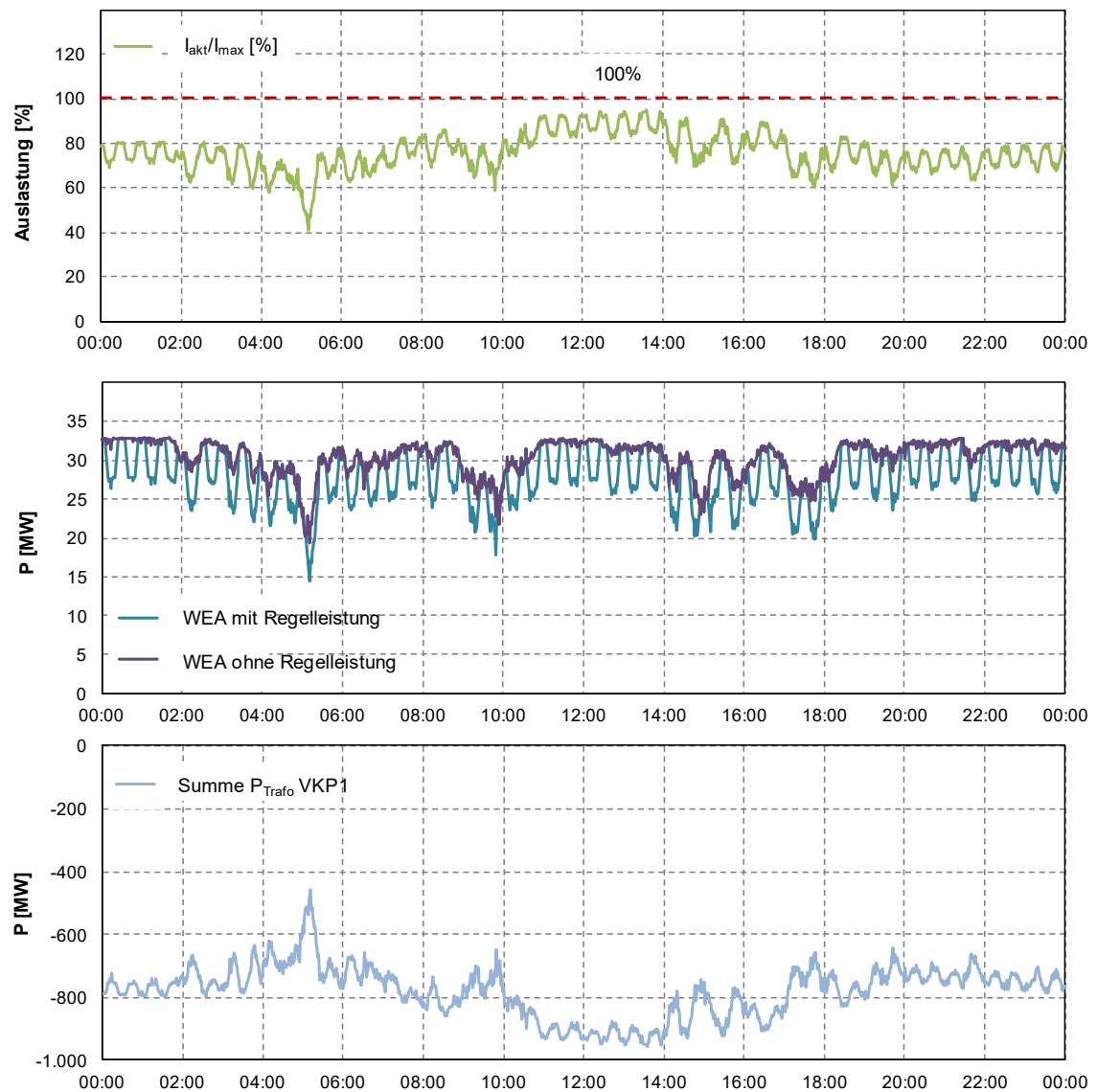


Abbildung 67: Simulation SW-07 Szenario Regelleistung

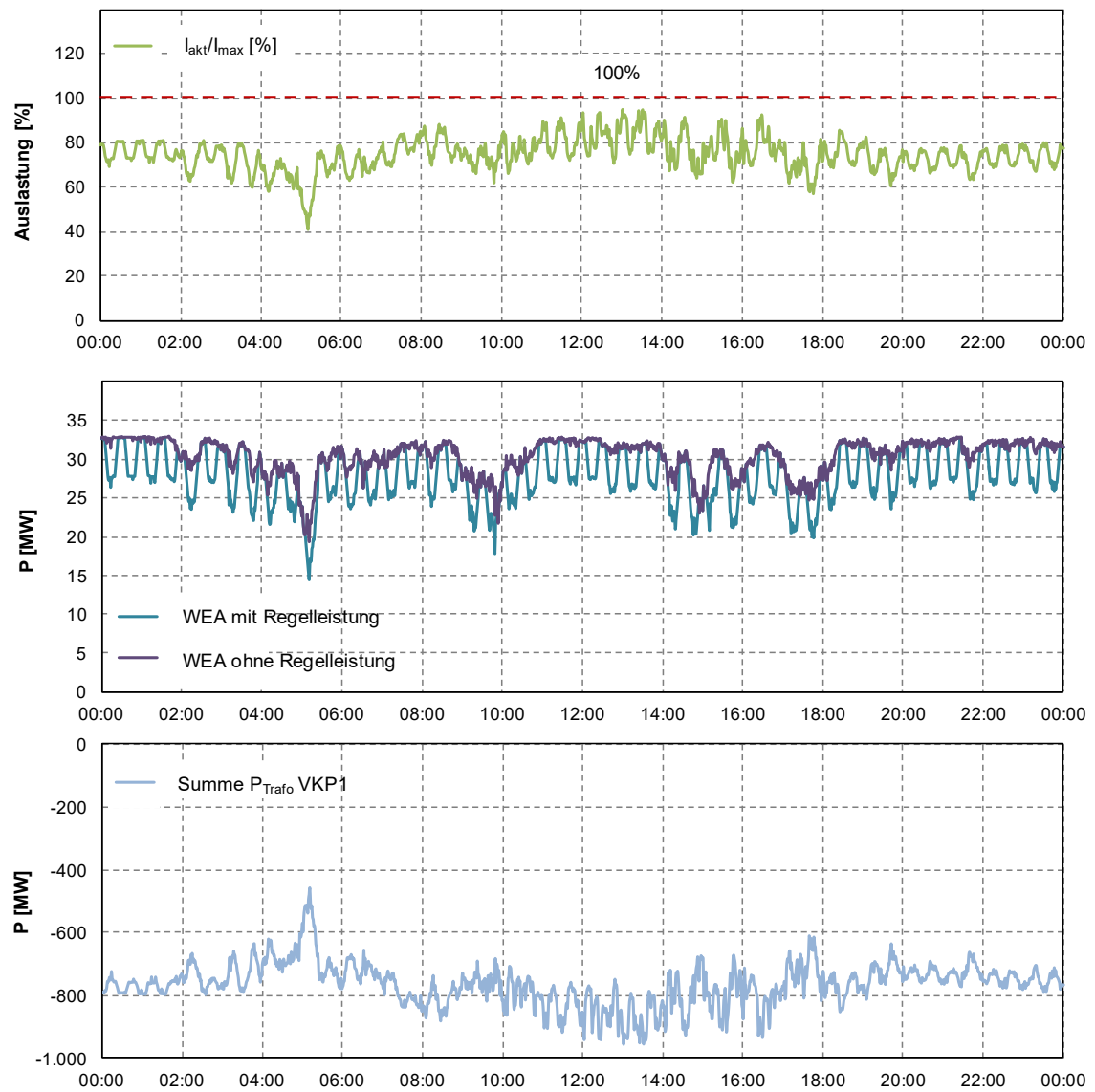


Abbildung 68: Simulation SW-08 Szenario Regelleistung

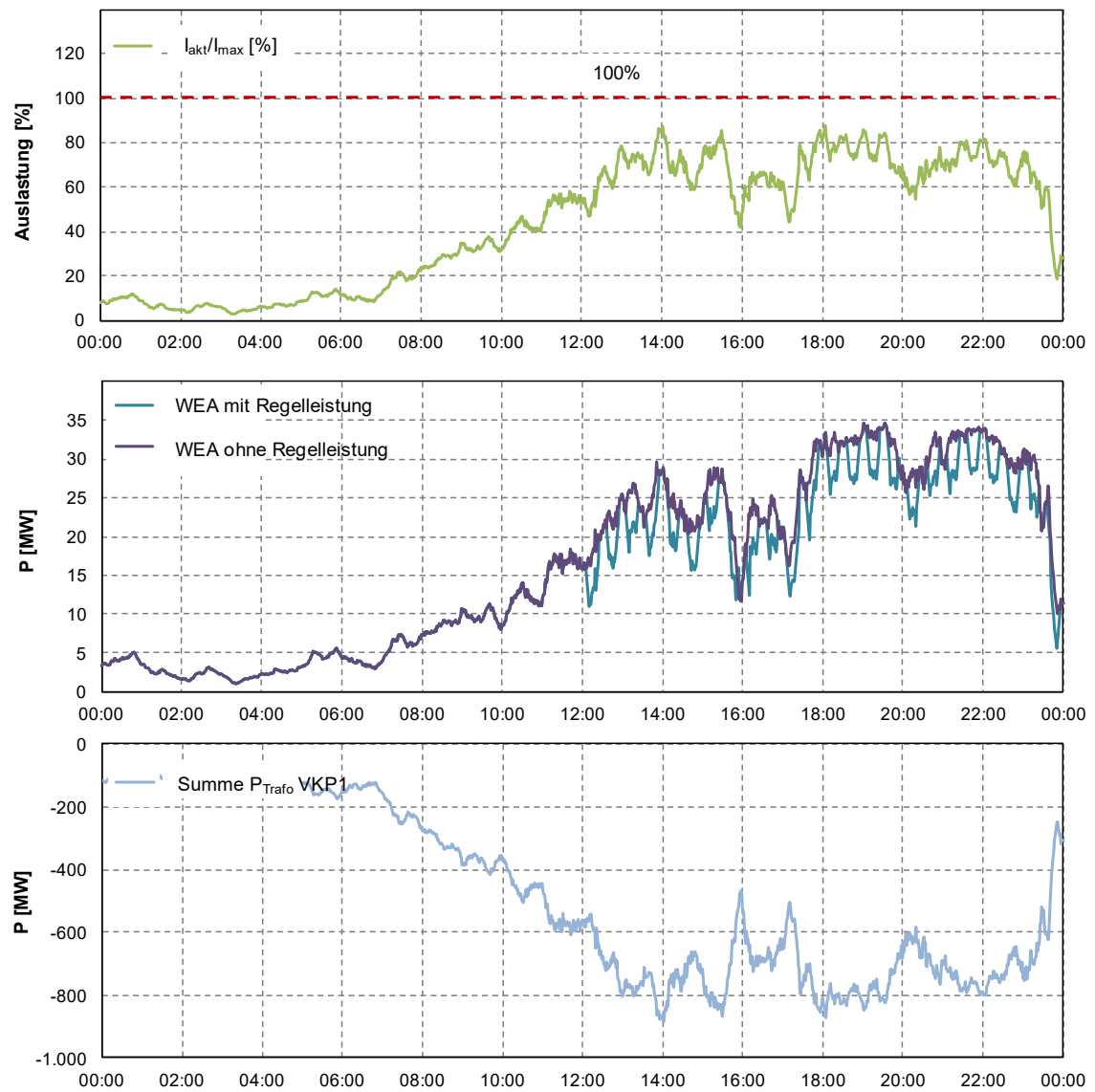


Abbildung 69: Simulation SW-09 Szenario Regelleistung

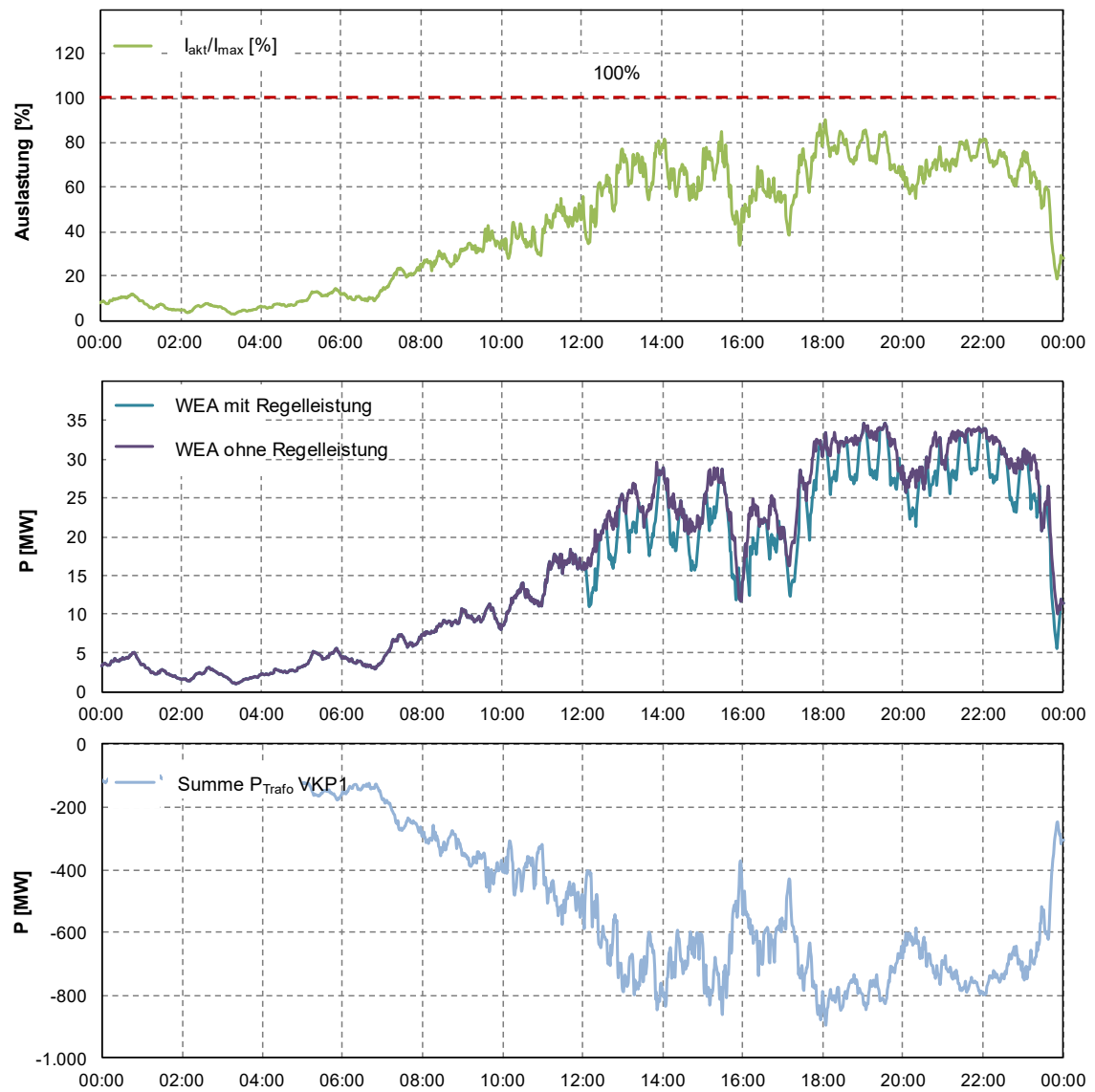


Abbildung 70: Simulation SW-10 Szenario Regelleistung

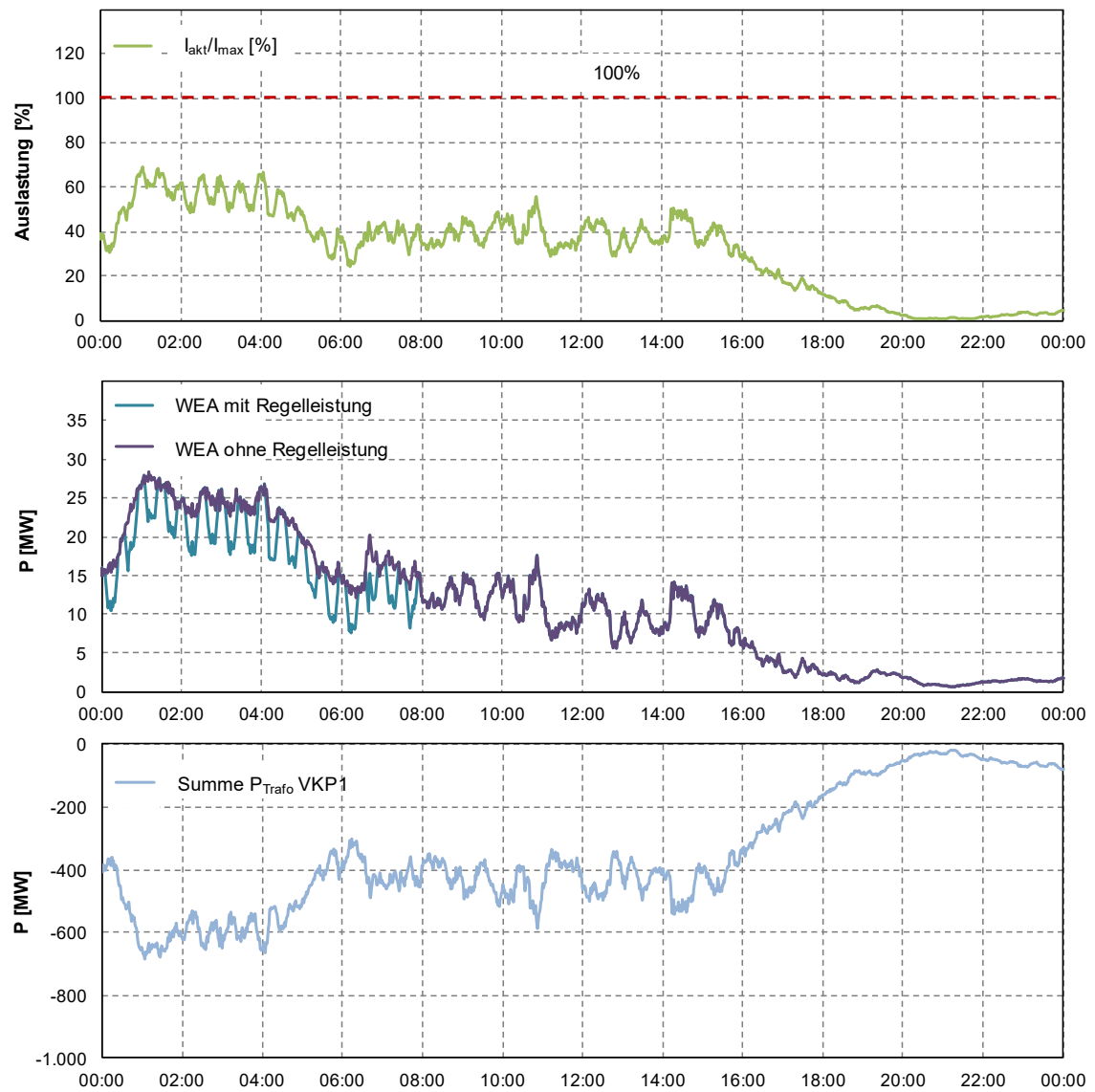


Abbildung 71: Simulation SW-11 Szenario Regelleistung

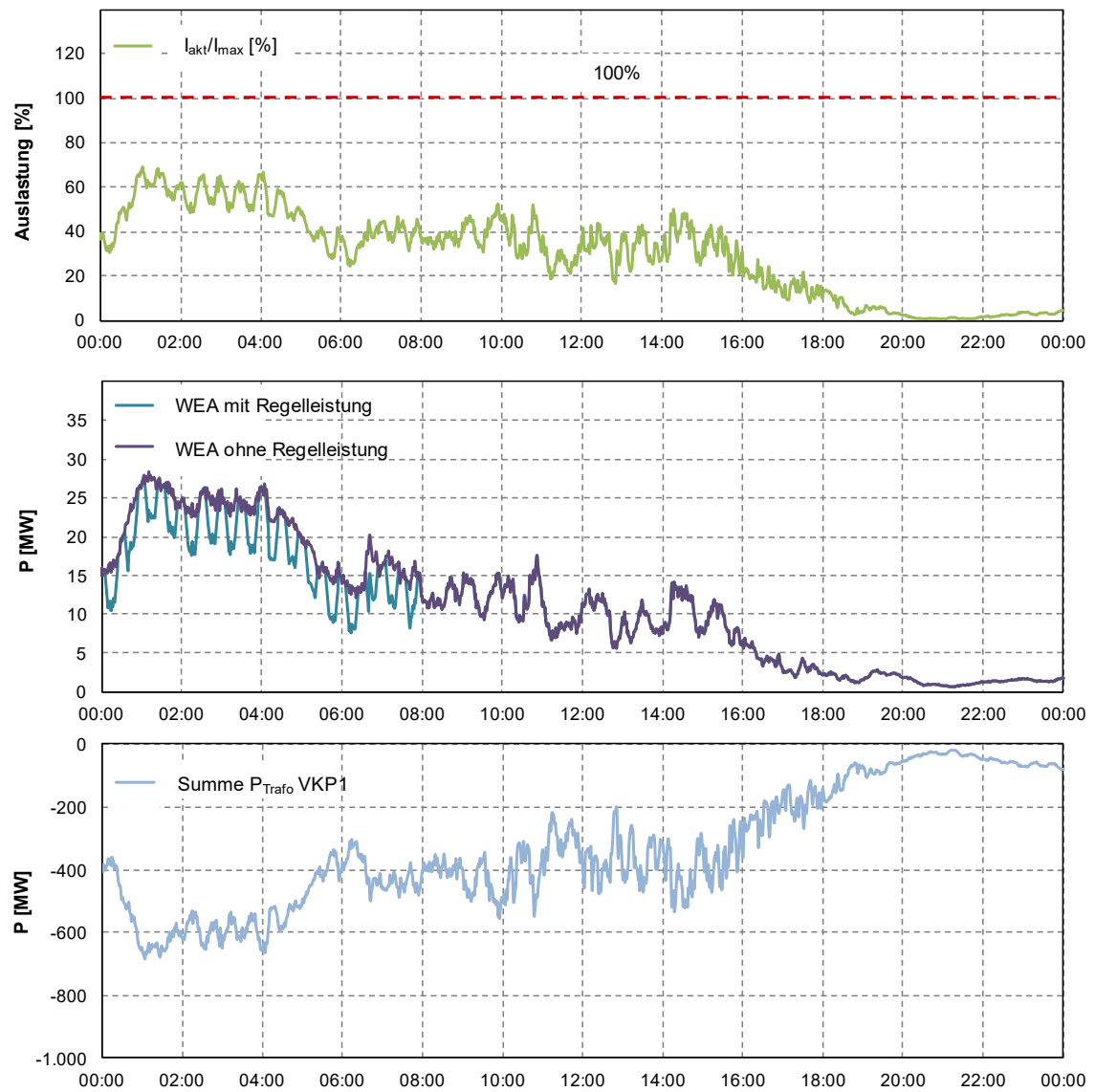


Abbildung 72: Simulation SW-12 Szenario Regelleistung

Simulationsergebnisse Redispatchabruf

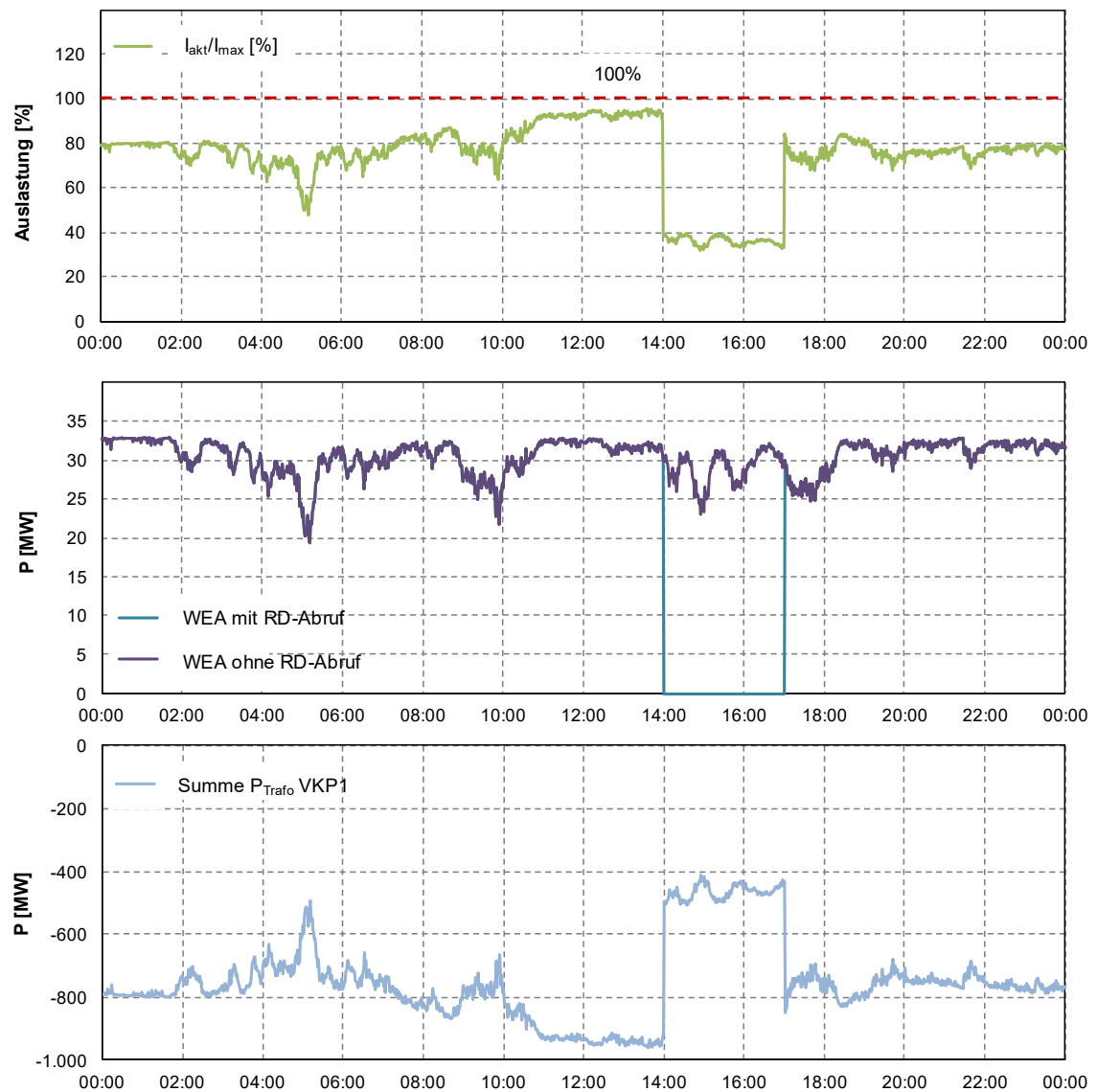


Abbildung 73: Simulation SW-07 Szenario Redispatch 400 MW

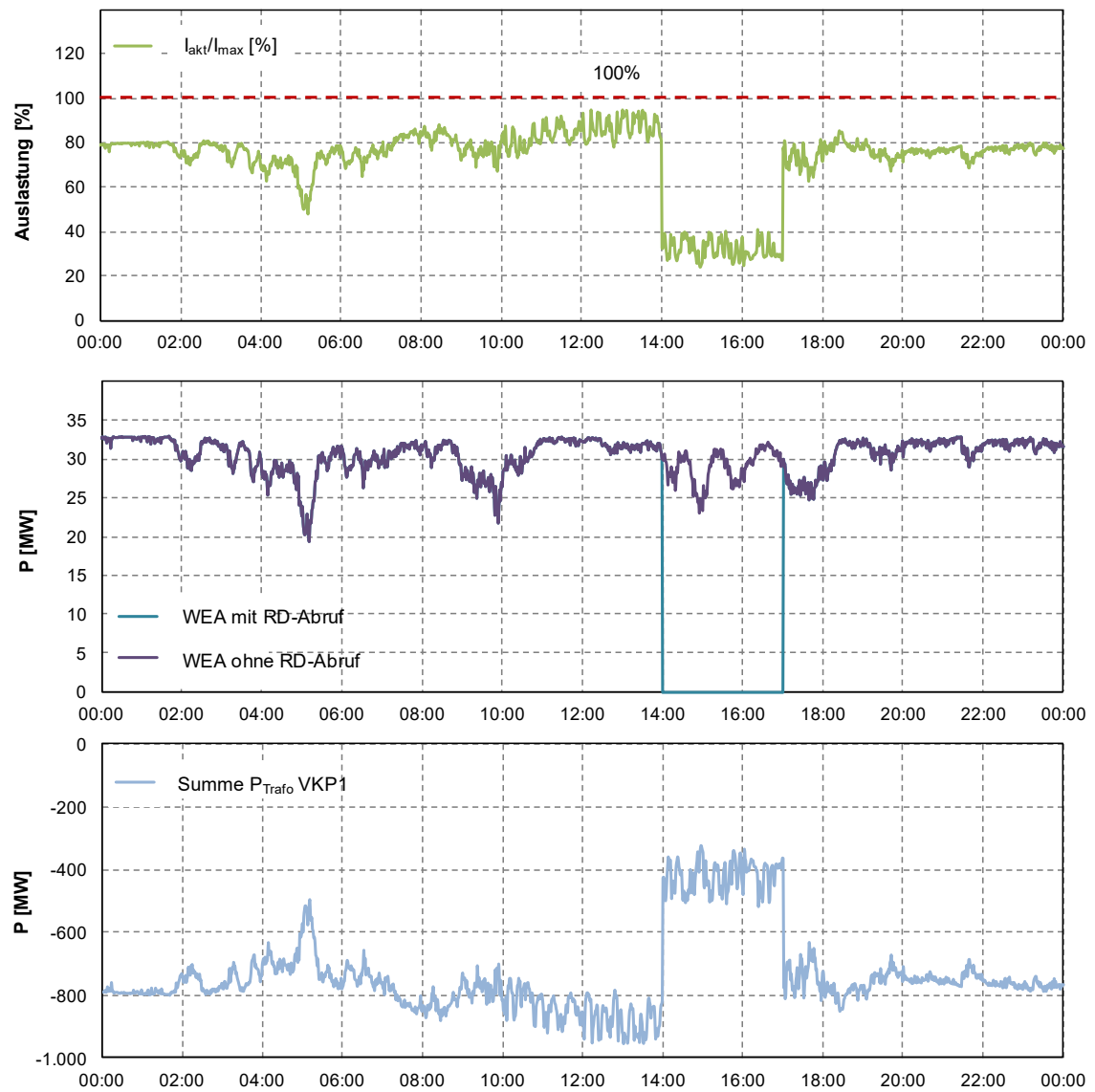


Abbildung 74: Simulation SW-08 Szenario Redispatch 400 MW

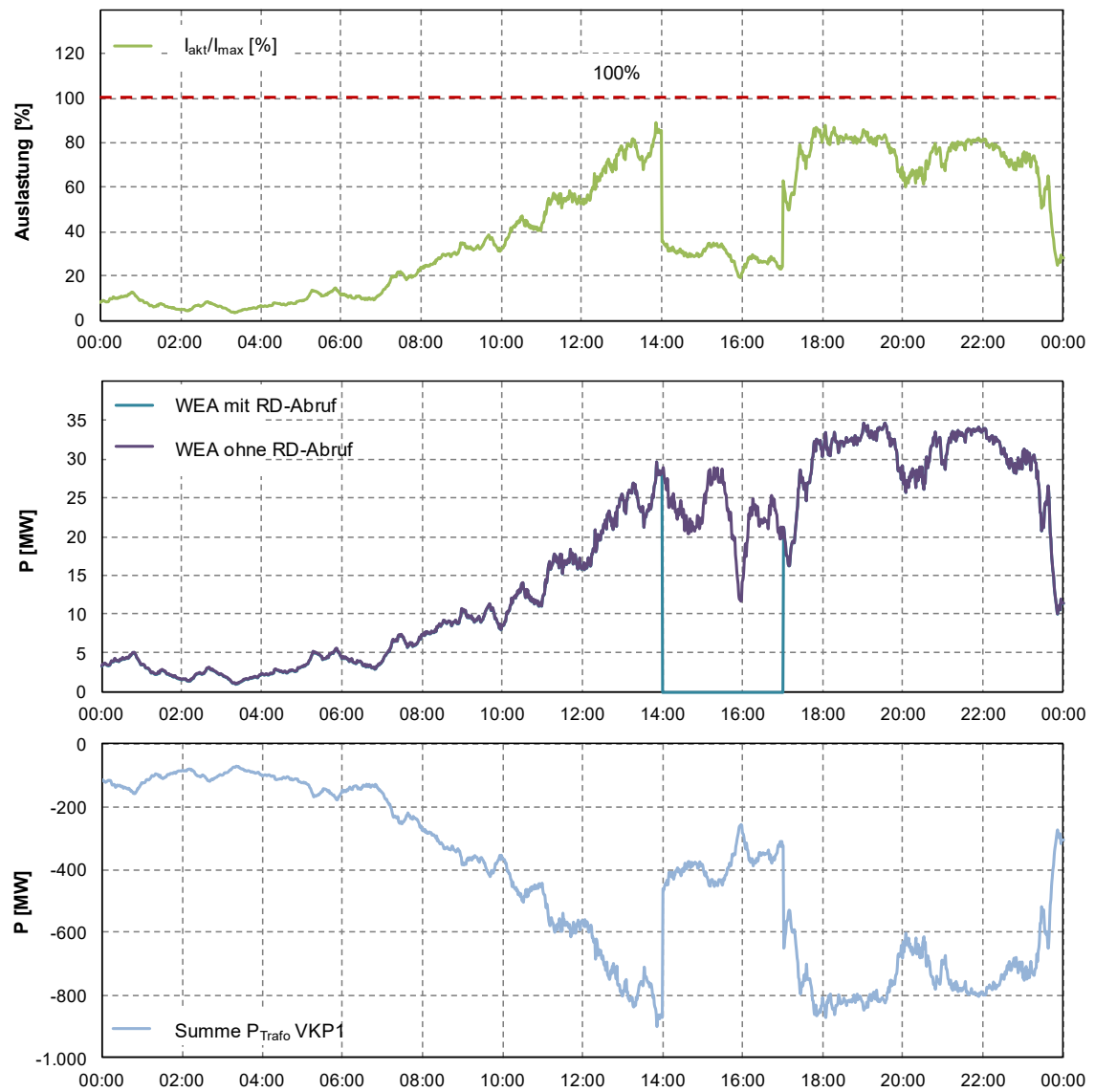


Abbildung 75: Simulation SW-09 Szenario Redispatch 400 MW

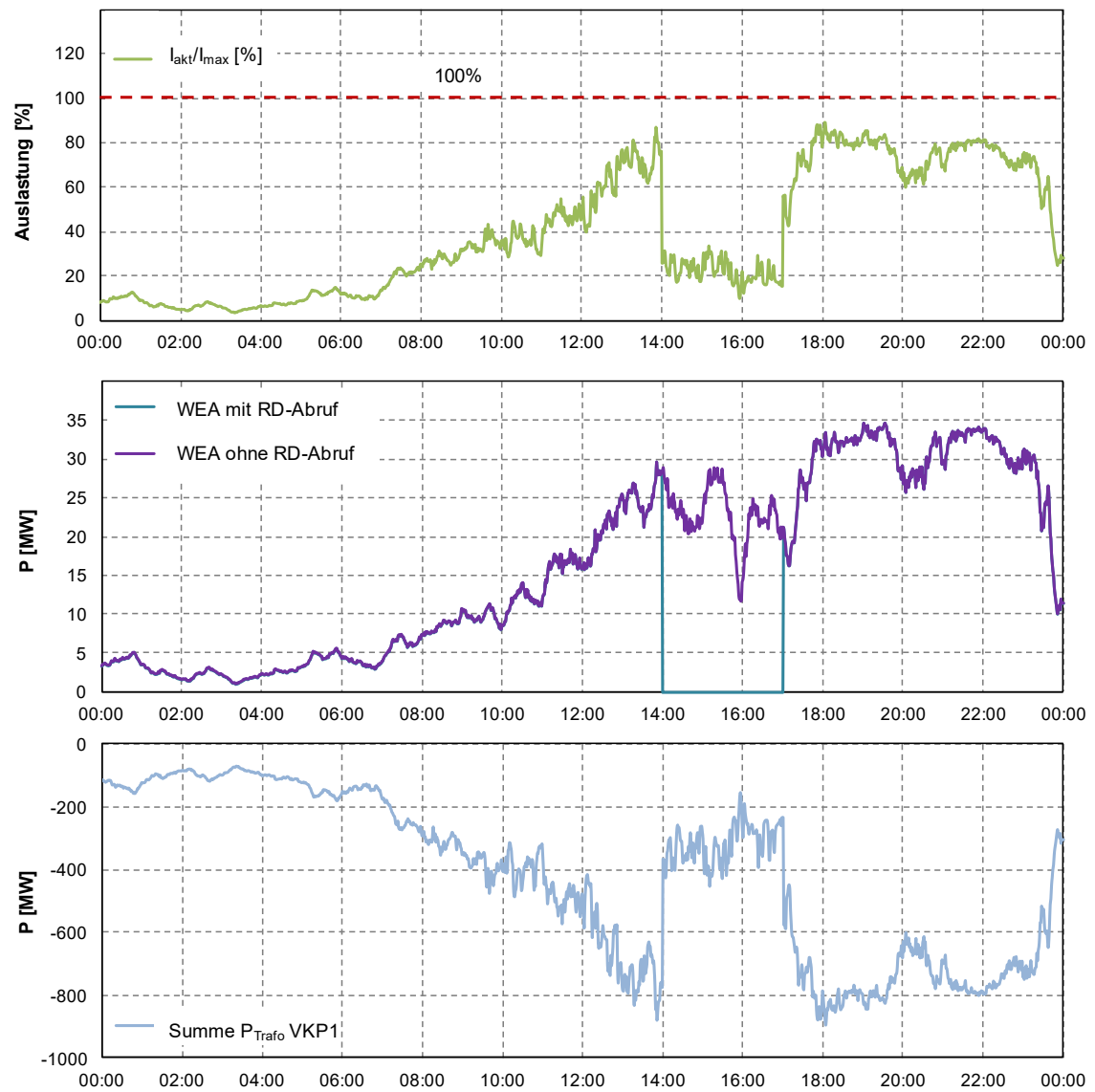


Abbildung 76: Simulation SW-10 Szenario Redispatch 400 MW

Anhang H

Übersicht Problemstellung und technische Lösungen

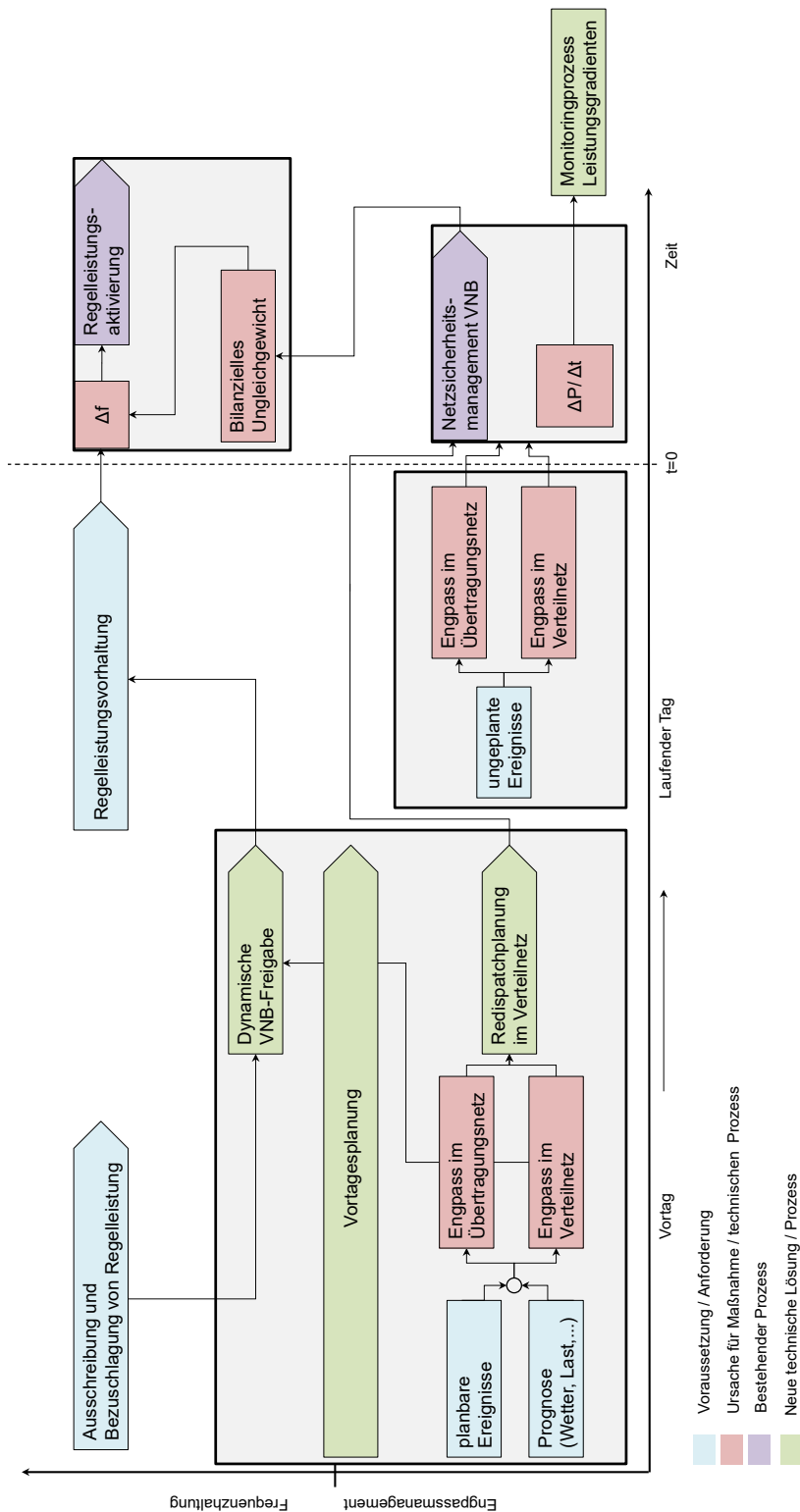


Abbildung 77: Übersicht Problemstellung und technische Lösungen

